

UNIVERSIDADE FEDERAL DE SANTA CATARINA

MILENI VILELA

**AVALIAÇÃO E ANÁLISE ECONÔMICO-FINANCEIRA DE CAPITAL  
INVESTIDO EM PEQUENA CENTRAL HIDRELÉTRICA:  
UM ESTUDO DE CASO**

FLORIANÓPOLIS

2007

MILENI VILELA

**AVALIAÇÃO E ANÁLISE ECONÔMICO-FINANCEIRA DE CAPITAL  
INVESTIDO EM PEQUENA CENTRAL HIDRELÉTRICA:  
UM ESTUDO DE CASO**

Trabalho de Conclusão de Curso apresentado à disciplina  
Estágio Supervisionado – CAD 5236, como requisito  
parcial para obtenção do grau de Bacharel em  
Administração da Universidade Federal de Santa Catarina.

Professor Orientador: Alexandre Marino Costa

FLORIANÓPOLIS

2007

MILENI VILELA

**AVALIAÇÃO E ANÁLISE ECONÔMICO-FINANCEIRA DE CAPITAL  
INVESTIDO EM PEQUENA CENTRAL HIDRELÉTRICA:**


UM ESTUDO DE CASO

Este Trabalho de Conclusão de Curso apresentado à disciplina Estágio Supervisionado – CAD 5236 foi julgado adequado como requisito parcial para obtenção do grau de Bacharel em Administração da Universidade Federal de Santa Catarina.

  
Prof. Dr. Ruy A. da Rocha  
Coordenador de Estágios CAD/UESC  
n.º 029/CAD/2006

Professor Orientador: Alexandre Marino Costa, Doutor

  
Professor: Valtér Saurin, Doutor

  
Professora: Ivoneti da Silva Ramos, Mestre

FLORIANÓPOLIS

2007

À minha mãe pelo amor incondicional a mim  
dedicado.

## AGRADECIMENTOS

À minha mãe, por todo empenho dedicado à minha criação e educação; por ter cuidado sempre tão bem de mim com todo carinho, amor, amizade, força e coragem, sentimentos que guiaram meu caminho. Por ser a pessoa maravilhosa e generosa que é.

Ao Renato, por sua presença em minha vida, pelo amor, carinho e cuidados de pai que sempre dedicou a mim.

Ao Gui, meu irmãozinho, por encher minha vida de alegria todos os dias.

Ao Guto, meu namorado, amigo e companheiro por todo amor, amizade e carinho. Por fazer parte da minha vida e por participar do meu processo de aprendizado e amadurecimento com tanta dedicação e paciência.

À Tati, por ser a muitos anos uma grande e importante amiga.

À Lu, pelas conversas e pelos cafezinhos da tarde.

Ao Engº Sérgio Pimenta, pela grande ajuda na realização deste projeto, e por disponibilizar seu tempo e atenção todas as vezes que precisei.

Ao professor Marino, por sua orientação e por ser sempre muito receptivo e atencioso em nossos encontros.

Finalmente e principalmente, agradeço a Deus por ter colocado tantas pessoas maravilhosas no meu caminho e por me dar, todos os dias, a oportunidade de crescer, aprender, amadurecer, de ser uma pessoa melhor e progredir sempre.

“Só existem dois dias no ano em que nada pode ser feito. Um se chama “ontem” e o outro “amanhã”, portanto hoje é o dia certo para amar, acreditar, fazer e principalmente viver.”

Dalai Lama

## RESUMO

VILELA, Mileni. **Avaliação e análise econômico-financeira de capital investido em pequena central hidrelétrica: um estudo de caso.** 120 p. Trabalho de Conclusão de curso (Graduação em Administração). Curso de Ciências da Administração, Universidade Federal de Santa Catarina, Florianópolis, 2007.

O estudo objetivou demonstrar, através da avaliação e análise econômico-financeira do empreendimento, a atratividade da Pequena Central Hidrelétrica estudada, com o intuito de verificar se o projeto é ou não uma alternativa viável de investimento. Foram resgatados conceitos a respeito análise de investimento e criação de valor e, com base na teoria apresentada, realizou-se a avaliação e análise econômico-financeira de uma Pequena Central Hidrelétrica utilizada para estudo de caso. Quanto à metodologia aplicada, a pesquisa caracterizou-se como quantitativa e qualitativa. O estudo caracterizou-se quanto aos fins como uma pesquisa exploratória, descritiva e explicativa; e quanto aos meios como documental, bibliográfica e estudo de caso. Foram coletados dados primários através de entrevistas não estruturadas. Os dados secundários coletados referem-se à pesquisa bibliográfica. O setor elétrico brasileiro foi apresentado através de seu histórico, do novo modelo e trouxe a caracterização de Pequenas centrais hidrelétricas. Pôde-se concluir, através dos métodos de avaliação e análise, que o empreendimento apresenta-se atrativo para investimento, para quaisquer dos cenários analisados.

Palavras-chave: avaliação e análise de investimento, setor elétrico, PCH

## SUMÁRIO

<b>1</b>	<b>INTRODUÇÃO .....</b>	<b>15</b>
1.1	Tema e Problema de Pesquisa .....	15
1.2	Objetivos .....	18
1.2.1	Objetivo Geral .....	18
1.2.2	Objetivos Específicos .....	18
1.3	Justificativa .....	19
1.4	Estrutura do trabalho .....	21
<b>2</b>	<b>FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA .....</b>	<b>23</b>
2.1	Análise de Investimento .....	23
2.1.1	Custo de Oportunidade .....	24
2.1.2	Taxa Mínima de Atratividade .....	25
2.2	Métodos de Análise de Investimento .....	26
2.2.1	Valor Presente Líquido (VPL) .....	26
2.2.2	Taxa Interna de Retorno (TIR) .....	27
2.2.3	Métodos Não Exatos (Payback) .....	28
2.3	Custo de Capital .....	29
2.3.1	Custo de Capital Próprio .....	30
2.3.2	Custo de Capital de Terceiros .....	31
2.3.3	Custo Total de Capital .....	32
2.4	Criação de Valor .....	33
2.4.1	Criação de Valor ao Acionista .....	33
2.4.2	Valor Econômico Agregado (VEA) .....	34



2.4.3	Valor Adicionado pelo Mercado (VAM) .....	35
<b>2.5</b>	<b>Fluxo de Caixa .....</b>	<b>35</b>
2.5.1	Fluxo de Caixa Incremental .....	37
2.5.2	Fluxo de Caixa Econômico (FCE) .....	37
2.5.3	Fluxo de Caixa Econômico-Financeiro (FCEF).....	39
2.5.4	Decisões Econômicas e Decisões Financeiras .....	41
2.5.5	Depreciação .....	42
2.5.6	Amortização de Empréstimos .....	42
2.5.7	Tratamento da Inflação.....	44
<b>2.6</b>	<b>Riscos .....</b>	<b>44</b>
<b>2.7</b>	<b>Análise de Sensibilidade.....</b>	<b>46</b>
<b>2.8</b>	<b>Análise Financeira – Eletrobrás.....</b>	<b>47</b>
<b>3</b>	<b>METODOLOGIA .....</b>	<b>49</b>
3.1	Caracterização da Pesquisa .....	49
3.2	Tipo de Pesquisa .....	50
3.3	Coleta e Tratamento dos Dados .....	54
3.4	Limitações .....	56
<b>4</b>	<b>SETOR ELÉTRICO BRASILEIRO .....</b>	<b>57</b>
4.1	Histórico da Energia Elétrica no Brasil .....	57
4.2	Reformas Implantadas.....	62
4.3	O Novo Modelo do Setor Elétrico Brasileiro .....	64
4.4	Principais Agentes do Setor.....	66
4.5	Ambientes de Contratação de Energia.....	74
4.5.1	Ambiente de Contratação Regulada .....	75

4.5.2 Ambiente de Contratação Livre .....	76
<b>4.6 Pequena Central Hidrelétrica – PCH .....</b>	<b>76</b>
4.6.1 Vantagens e Benefícios de PCHs .....	77
4.6.2 Riscos Relativos ao Empreendimento .....	78
<b>5 AVALIAÇÃO E ANÁLISE ECONÔMICO-FINANCEIRA DA PCH: estudo de caso.....</b>	<b>81</b>
<b>5.1 Caracterização da PCH .....</b>	<b>81</b>
<b>5.2 Dados Técnicos .....</b>	<b>82</b>
5.2.1 Potência Instalada e Energia Média Assegurada.....	82
5.2.2 Perdas Elétricas .....	82
5.2.3 Tempo de Produção de Energia .....	83
5.2.4 Tempo de Construção.....	83
5.2.5 Prazo do Contrato para Venda de Energia .....	83
5.2.6 Fator de Capacidade .....	83
<b>5.3 Dados Financeiros .....</b>	<b>84</b>
5.3.1 Investimento Total.....	84
5.3.2 Capital Próprio e de Terceiro .....	84
5.3.3 Inflação .....	84
5.3.4 Tarifa de Venda de Energia.....	85
5.3.5 Custo de Operação e Manutenção (O&M).....	85
5.3.6 Tarifas de Uso dos Sistemas de Transmissão e Distribuição .....	86
5.3.7 Contribuições, Impostos e Taxas .....	86
5.3.8 Depreciação .....	87
5.3.9 Financiamento BNDES .....	88

5.3.10 Seguros .....	89
<b>5.4 Fluxo de Caixa Econômico .....</b>	<b>90</b>
5.4.1 Fluxo de Investimento .....	90
5.4.2 Fluxo Operacional .....	91
<b>5.5 Fluxo de Caixa Econômico-Financeiro .....</b>	<b>91</b>
<b>5.6 Avaliação e Análise do Investimento .....</b>	<b>92</b>
<b>5.7 Análise de Sensibilidade.....</b>	<b>92</b>
5.7.1 Cenário Pessimista .....	93
5.7.2 Cenário Realista .....	93
5.7.3 Cenário Otimista .....	93
<b>5.8 Demonstração dos Resultados.....</b>	<b>94</b>
5.8.1 Fluxo de Caixa Econômico (FCE) .....	95
5.8.2 Financiamento .....	99
5.8.3 Fluxo de Caixa Econômico-Financeiro (FCEF).....	100
5.8.4 Gráfico demonstrativo do Fluxo de Caixa Econômico-Financeiro (FCEF)	102
5.8.5 Avaliação e Análise demonstrados.....	103
5.8.6 Análise de Sensibilidade .....	105
5.8.7 Gráficos da Análise de Sensibilidade.....	107
<b>6 CONSIDERAÇÕES FINAIS .....</b>	<b>116</b>
<b>6.1 Conclusões.....</b>	<b>116</b>
<b>6.2 Recomendações.....</b>	<b>118</b>
<b>7 REFERÊNCIAS .....</b>	<b>119</b>

**LISTA DE FIGURAS**

Figura 1: Riscos.....46

Figura 2: Instituições do Setor Elétrico Brasileiro .....73

Figura 3: Ambientes de Contratação de Energia.....74

## LISTA DE QUADROS

Quadro 1: Mudanças do Setor Elétrico Brasileiro .....	66
Quadro 2: TUST / TUSD .....	86
Quadro 3: Contribuições, impostos e taxas .....	87
Quadro 4: Condições de Financiamento .....	88
Quadro 5: Premissas Técnicas .....	89
Quadro 6: Premissas Financeiras .....	90
Quadro 7: Avaliação e Análise do Investimento .....	103
Quadro 8: Cenário Pessimista .....	105
Quadro 9: Cenário Realista .....	105
Quadro 10: Cenário Otimista .....	105
Quadro 11: Caso 1 – Variação da TIR FCE, TIR FCEF e VAM .....	106
Quadro 12: Caso 2 – Variação da TIR FCE, TIR FCEF e VAM .....	106
Quadro 13: Caso 3 – Variação da TIR FCE, TIR FCEF e VAM .....	106

## LISTA DE GRÁFICOS

Gráfico 1: Fluxo de Caixa Econômico-Financeiro (FCEF) .....	102
Gráfico 2: Lucro Líquido Anual.....	107
Gráfico 3: Valor Presente Líquido - VPL .....	108
Gráfico 4: VPL FCEF .....	108
Gráfico 5: TIR FCE.....	110
Gráfico 6: TIR FCEF.....	110
Gráfico 7: VAM .....	112
Gráfico 8: TIR FCE em função da Tarifa.....	113
Gráfico 9: TIR FCEF em função da Tarifa .....	114
Gráfico 10: VAM em função da Tarifa .....	114

## **1 INTRODUÇÃO**

Este capítulo tratará da contextualização do tema, onde será apresentado o problema de pesquisa do trabalho, o objetivo geral e os objetivos específicos e as justificativas para sua realização. Nesta etapa serão também abordadas algumas particularidades do Setor Elétrico Brasileiro, destacando-se a importância das Pequenas Centrais Hidrelétricas no cenário nacional.

### **1.1 Tema e Problema de Pesquisa**

Com a rápida expansão econômica e demográfica, o fornecimento de energia elétrica passou a ser um tema preocupante às nações mundiais. No Brasil, a preocupação em suprir as necessidades energéticas do país, levou o governo a buscar recursos e alternativas de investimentos para aumentar e diversificar a matriz energética nacional.

Os incentivos do governo buscam incentivar o setor privado a investir recursos na produção de fontes alternativas renováveis de energia como biomassa, biogás, eólica, solar e pequenos aproveitamentos hidráulicos. Segundo a Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL, “As principais oportunidades de negócios no mercado de energia elétrica nacional estão ligadas à oferta de novos empreendimentos de geração para exploração pela iniciativa privada e à construção de linhas de transmissão, bem como à privatização de ativos de sistemas de distribuição e de geração”.

Segundo o Ministério de Minas e Energia, através do Plano Nacional de Energia de Abril de 2007, a matriz energética nacional em 2005 era composta 82% por fonte hidrogeradora. No entanto, segundo Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL, apesar da matriz energética nacional ser predominantemente hídrica, apenas 25% dos 260 GW de capacidade, estão sendo utilizados.

Devido ao seu riquíssimo potencial hídrico, a exploração da energia hidrelétrica sempre foi fundamental ao desenvolvimento do país, tendo as Pequenas Centrais Hidrelétricas – PCHs um papel de destaque neste cenário. Conforme a ANEEL, Através da Resolução nº 394, de 04 de dezembro de 1998, Art. 2º, serão considerados Pequenas Centrais Hidrelétricas os aproveitamentos com as seguintes características: “os empreendimentos hidrelétricos com potência superior a 1.000 kW e igual ou inferior a 30.000 kW, com área total de reservatório igual ou inferior a 3,0 km<sup>2</sup>.

As PCHs, no início do século XIX, tiveram presença bastante marcante no país, geravam a energia utilizada em serviços públicos, atividades ligadas à mineração, fábricas de tecido, serrarias e beneficiamento de produtos agrícolas. No entanto, a partir da década de 50, com a estruturação do setor, criação das empresas estatais, planejamento centralizado e grandes empreendimentos hidrelétricos, as PCHs tornaram-se obsoletas e pouco atrativas para investimentos.

A reestruturação do setor elétrico, durante a década de 90, trouxe mudanças significativas ao contexto energético. As empresas estatais foram desverticalizadas e distribuídas segundo as atividades de geração, transmissão, distribuição e comercialização. Houve também a privatização de grande parte do setor e, a partir de então, surgiram novos



personagens no cenário energético como o Produtor Independente e o Autoprodutor, que passaram a poder investir os recursos privados no setor elétrico.

A reestruturação e os incentivos oferecidos ao setor privado trouxeram uma nova perspectiva que se potencializou em 2001, em virtude do elevado risco de déficit de energia e a conseqüente crise energética que acentuou a necessidade de diversificação da matriz energética nacional.

Com isso, as PCHs passaram a se tornar investimento bastante visado no cenário nacional. A repotencialização de antigas PCHs desativadas e a construção de novas passaram a atrair o interesse privado que percebeu neste investimento grande possibilidade de lucro, com alta rentabilidade e riscos minimizados pelas garantias pré-estabelecidas pelo governo.

Atualmente, têm-se as PCHs como uma das principais alternativas para o enriquecimento da matriz energética brasileira, tanto pelo interesse privado, na lucratividade; governamental, no aumento e diversificação da matriz energética nacional; e social, no desenvolvimento sustentável, com fontes de energia alternativas que possam utilizar os recursos naturais, de forma que se garanta o bem estar das gerações futuras.

Para o estudo de caso, será utilizada uma PCH, cujo nome será preservado, localizada na bacia do rio Paraná, Estado de Mato Grosso do Sul. A PCH analisada foi escolhida por questões de acessibilidade ao seu projeto, que contém informações de caracterização da PCH e de custos totais do projeto necessárias à análise econômico-financeira que se pretende desenvolver.

Em virtude dos benefícios sociais e econômicos trazidos pelas PCHs e à necessidade de motivar a introdução de novos investidores ao mercado de geração de energia renovável através da atratividade do empreendimento, deu-se origem ao tema problema deste trabalho:

Como demonstrar, através da avaliação e análise econômico-financeira do empreendimento, a atratividade da PCH estudada?

## **1.2 Objetivos**

### **1.2.1 Objetivo Geral**

Demonstrar, através da avaliação e análise econômico-financeira do empreendimento, a atratividade da PCH estudada.

### **1.2.2 Objetivos Específicos**

- a) Relatar as principais características do Setor Elétrico Brasileiro no contexto referente a Pequenas Centrais Hidrelétricas;
- b) Utilizar as principais características da PCH estudada como premissas técnicas, que sejam relevantes ao desenvolvimento da avaliação e análise econômico-financeira do empreendimento;
- c) Demonstrar a avaliação econômica da referida PCH;
- d) Demonstrar a análise da viabilidade econômico-financeira da referida PCH;

- e) Apresentar a atratividade do empreendimento, por meio da avaliação e análise econômico-financeira do estudo de caso.

### 1.3 Justificativa

O Setor Elétrico Brasileiro vem sofrendo constantes alterações para possibilitar a adequação ao novo ciclo de desenvolvimento sócio-econômico nacional.

A falta de investimentos no setor durante os anos 80 e 90, em função da crise econômica deste período, resultou em uma carência de planejamento e de alternativas de crescimento a matriz energética nacional. A partir de 1994, com a implementação do Plano Real e com a estabilização da inflação em baixas taxas anuais, houve o aumento da demanda de energia conseqüente do novo ciclo de crescimento econômico.

As PCHs são de grande importância para o sistema elétrico brasileiro, uma vez que seu período de projeto e construção é inferior ao período das grandes centrais hidrelétricas, possibilitando o rápido atendimento à crescente demanda; e por possuírem custos e impactos ambientais inferiores as grandes centrais. Por estes motivos as PCHs recebem tratamento diferenciado por parte do governo. Além disso, o Brasil possui um dos melhores potenciais hídricos do planeta, distribuído em todo o seu território, tendo vasta oportunidade de investimentos neste tipo de empreendimento.

Em abril de 2002 foi criado o Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica – PROINFA – 1ª etapa. Segundo a *homepage* do BNDES, o PROINFA, coordenado

pelo Ministério de Minas e Energia (MME), foi criado com o objetivo de dar apoio aos investimentos em projetos de geração de energia elétrica através de fontes alternativas (fonte eólica, biomassa e pequenas centrais hidrelétricas).

De acordo com a portaria nº 45, de março de 2004 o Programa incluiu, através da contratação da ELETROBRÁS, a energia produzida de empreendimentos com entrada em operação comercial no período de 1º de janeiro de 2006 a 30 de dezembro de 2006. Assim, o PROINFA I deixou de vigorar após este período.

O programa contava com a garantia de compra da energia pela estatal ELETROBRÁS, e financiamento do Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social (BNDES) em até 80% do investimento total nas usinas. O PROINFA I foi um importante instrumento para o início da diversificação da matriz energética nacional, com o objetivo de garantir maior confiabilidade e segurança ao abastecimento de energia.

Atualmente, a ANEEL criou o Leilão de Fontes Alternativas de Energia Nº 003/2007<sup>1</sup>. Constitui objeto deste Leilão, a ser realizado no dia 18 de junho de 2007, a contratação de energia proveniente de fontes alternativas de geração, para o Sistema Interligado Nacional - SIN, no Ambiente de Contratação Regulada - ACR, para início de fornecimento a partir de 1º de janeiro de 2010.

Com estes incentivos do governo, as PCHs passaram a ser uma alternativa de investimento de grande atratividade ao capital privado. Desta forma, percebeu-se a importância de se dar profundidade ao estudo da avaliação e análise econômico-financeira

---

<sup>1</sup> Fonte: Portaria MME n. 31, de 15 de fevereiro de 2007, alterada pela Portaria MME n. 43 de 1º de março de 2007 e pela Portaria MME n. 55, de 23 de março de 2007, e conforme Portaria MME n. 45, de 9 de março de 2007, e Portaria MME n. 59, de 10 de abril de 2007.

desse tipo opção de investimento, objetivo deste trabalho, no sentido de auxiliar o potencial investidor na decisão de investir em PCHs para a geração de energia elétrica.

#### **1.4 Estrutura do trabalho**

Na seqüência do trabalho serão apresentados mais cinco capítulos. O segundo capítulo tratará a fundamentação teórica, momento em que serão aprofundados os conhecimentos teóricos sobre o tema. Este capítulo apresentará um referencial teórico sobre o tema proposto, incluindo assuntos relacionados com a análise de investimentos, métodos utilizados para a análise de investimentos, avaliação do custo de capital, criação de valor, fluxo de caixa, riscos e análise de sensibilidade.

O terceiro capítulo apresentará a metodologia utilizada, explicando-se as técnicas utilizadas para a elaboração do trabalho. Neste capítulo será definido o tipo de estudo efetuado, delimitado o universo a ser pesquisado e esclarecido o procedimento metodológico que foi seguido.

O quarto capítulo contextualizará o setor elétrico brasileiro, apresentando seu histórico, as reformas implantadas, o novo modelo e principais agentes do setor, além do ambiente de contratação de energia e da caracterização de Pequenas centrais hidrelétricas.

O estudo de caso será apresentado no quinto capítulo. Nesta etapa serão abordados os dados obtidos no estudo prático, trazendo um apanhado geral da PCH pesquisada, dos dados técnicos e financeiros e a avaliação e análise econômico-financeira do empreendimento.

Por fim, no capítulo seis será exposta à conclusão do trabalho, onde serão apresentadas as considerações finais da pesquisa.

## **2 FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA**

A fundamentação teórica é uma etapa de grande relevância ao estudo. De acordo com Tomanik (1994), é a fase onde vão ser aprofundados os conhecimentos teóricos sobre o tema abordado. Neste capítulo serão contempladas as contribuições teóricas utilizadas no desenvolvimento deste trabalho, objetivando fornecer a base indispensável para a sua elaboração.

### **2.1 Análise de Investimento**

Para que um investidor sinta-se atraído a comprometer seu capital em qualquer tipo de investimento, é preciso que, primeiramente, ele tenha informações que lhe mostrem o quanto este investimento pode ser rentável ao longo do tempo. Segundo Souza e Clemente (1997, p.19), “quanto maiores forem os ganhos futuros de certo investimento, tanto mais atraente este investimento parecerá para qualquer investidor”.

No entanto, todo investimento envolve riscos, visto que seus ganhos são uma projeção presente para o futuro, que, como se sabe, pode ser planejado, mas não totalmente controlado. Assim, para lidar com as incertezas, Souza e Clemente (1997, p.20) dizem que “quanto maior for o nível de informação do decisor tanto menor será o nível de risco a que ele estará sujeito”.

O tomador de decisão pode, desta forma, minimizar os riscos de um investimento, mas nunca eliminá-los. Para Galesne, Fensterseifer e Lamb (1999, p.16) “o melhor que poderá fazer é reduzir o campo de incerteza do projeto pela realização de estudos preliminares a seu lançamento”. Percebe-se, então, que os estudos preliminares ou projeto de análise de

investimento são fundamentais para maximizar a probabilidade de sucesso do investimento, embora não possa garanti-lo.

Sendo assim, o projeto de investimento pode ser considerado o grande aliado do investidor. Souza e Clemente (1997, p.20) afirmam o seguinte:

Em sentido amplo, pode ser interpretado como um esforço para elevar o nível de informação (conhecimento) a respeito de todas as implicações, tanto desejáveis quanto indesejáveis, para diminuir o nível de risco. Em outras palavras, o projeto de investimento é uma simulação da decisão de investir.

### 2.1.1 Custo de Oportunidade

Como os recursos financeiros de uma empresa são escassos, os gerentes ou administradores precisam decidir, entre muitas alternativas, na qual se deve investir. Qualquer que seja a escolha dos administradores, muitas outras opções de investimento deixarão de ser escolhidas. O lucro que se teria ao escolher uma dessas opções descartadas é considerado custo de oportunidade, ou seja, o lucro que a empresa deixou de ganhar por renunciar a determinada oportunidade. Galesne, Fensterseifer e Lamb (1999, p.231) usam a seguinte definição:

Custo de oportunidade do capital, ou simplesmente custo de capital, é o custo de oportunidade de uso do fator de produção capital, ajustado ao risco do empreendimento. É a remuneração alternativa que pode ser obtida no mercado, para empreendimentos na mesma classe de risco.

Para Assaf Neto (2003, p.165), “um custo de oportunidade retrata quanto uma pessoa (empresa) sacrificou de remuneração por ter tomado a decisão de aplicar seus recursos em determinado investimento alternativo, de risco semelhante”. O autor ressalta ainda o fato de o



custo de oportunidade não ter um valor absoluto, mas identificado a partir da comparação do retorno do investimento escolhido com o investimento mais lucrativo que foi descartado.

### 2.1.2 Taxa Mínima de Atratividade

Para que a análise de investimento de um projeto seja aceita, é preciso que se tenha estabelecido previamente o quanto se espera de retorno, para que se possa decidir na implantação ou não do mesmo. O valor estabelecido, considerando-se como parâmetros os retornos de outros tipos de investimentos, é o mínimo aceitável para que se de continuidade ao projeto, ou ainda, conforme Galesne, Fensterseifer e Lamb (1999, p.39), “é a taxa mínima de rentabilidade exigida do projeto, também chamada taxa mínima de atratividade. Esta taxa representa o custo de oportunidade do capital investido ou uma taxa definida pela empresa em função de sua política de investimento”.

Casarotto e Kopittke (2000, p.108) constataam que:

Ao se considerar uma proposta de investimento deve ser considerado o fato de se estar perdendo a oportunidade de auferir retornos pela aplicação do mesmo capital em outros projetos. A nova proposta deve render, no mínimo, a taxa de juros equivalente à rentabilidade das aplicações correntes e de pouco risco. Esta é, portanto, a Taxa Mínima de Atratividade (TMA).

Os autores ainda definem a TMA como sendo a taxa a partir da qual o investidor considera que esta obtendo ganhos financeiros. É uma taxa associada a um baixo risco, ou seja, qualquer sobra de caixa pode ser aplicada na pior das hipóteses na TMA (CASAROTTO e KOPITTKE. 2000, p.55).

Pode-se concluir desta forma que para viabilidade de um projeto, deve-se considerar a taxa de retorno maior ou no mínimo igual à TMA.

## **2.2 Métodos de Análise de Investimento**

### **2.2.1 Valor Presente Líquido (VPL)**

Para qualquer tipo de decisão financeira a longo prazo, é preciso que o investidor tenha noção do valor do dinheiro no tempo, ou seja, do valor presente do dinheiro (quanto R\$ 1,00 vale hoje), e do valor futuro (quanto este R\$ 1,00 de hoje estará valendo daqui a um ano). Para Samanez (2007, p.179), “o método do Valor Presente Líquido (VPL) tem por finalidade calcular, em termos de valor presente, o impacto dos eventos futuros associados a uma alternativa de investimento” Galesne, Fensterseifer e Lamb (1999, p.39), definem o Valor Presente Líquido da seguinte forma:

O valor presente líquido de um projeto de investimento é igual à diferença entre o valor presente das entradas líquidas de caixa associadas ao projeto e o investimento inicial necessário, com o desconto dos fluxos de caixa feito a uma taxa  $K$  definida pela empresa, ou seja, sua TMA.

Segundo Samanez (2007, p.180), “o objetivo do VPL é encontrar alternativas de investimento que valham mais para os patrocinadores do que custam”. O autor ainda expõe o seguinte sobre a taxa de desconto a ser utilizada: “o processo por meio do qual os fluxos são ajustados a esses fatores chama-se desconto, e a magnitude desses fatores é refletida na taxa de desconto usada (custo de capital)”(SAMANEZ, 2007, p.180).

O método do Valor Presente Líquido deve ser analisado da seguinte forma: “é considerado atraente todo investimento que apresente VPL maior ou igual a zero” (KASSAI et al, 2000, p. 62).

Para que se possa calcular o Valor Presente Líquido – VPL de vários períodos, utiliza-se, segundo Ross, Westerfield e Jaffe (1995, p.82), a seguinte fórmula:

$$VPL = -C_0 + \frac{C_1}{1+r} + \frac{C_2}{(1+r)^2} + \dots + \frac{C_T}{(1+r)^T} = C_0 + \sum_{i=1}^T \frac{C_i}{(1+r)^i}$$

onde:

$C_0$  é o montante a ser aplicado na data 0,  $C_0$  é considerado negativo por se tratar de um desembolso;

$C_1$  é o fluxo de caixa da data 1;

$r$  é a taxa de juros; e

$T$  é o número de períodos pelos quais será feita a aplicação.

## 2.2.2 Taxa Interna de Retorno (TIR)

Outro método existente para analisar a atratividade do investimento é a TIR. Para Kassai et al. (2000, p.66.) “A taxa interna de retorno (TIR) ou Internal Rate of Return (IRR) é uma das formas mais sofisticadas de se avaliar propostas de investimentos de capital”. Roos, Westerfield e Jaffe (1995, p.127) expõem o seguinte:

A TIR representa o que mais próximo existe do VPL, sem que se trate do próprio VPL. A idéia básica por trás da TIR é a de que se procura calcular um único número

que sintetize os méritos de um projeto. Esse número não depende da taxa de juros vigente no mercado de capitais. É por isso que é chamada de taxa interna de retorno; o número calculado é interno ou intrínseco o projeto, e não depende de qualquer outra coisa além dos fluxos de caixa do projeto.

Gitman (2002, p.330) define TIR como “a taxa de desconto que iguala o valor presente das entradas de caixa ao investimento inicial referente a um projeto. A TIR, em outras palavras, é a taxa de desconto que faz com que o VPL de uma oportunidade de investimento iguale-se a zero.”

A tomada de decisão com base no método da TIR deve ter o seguinte critério ou regra: “Aceitar o projeto se a TIR for superior à taxa de desconto. Rejeitar o projeto se a TIR for menor do que a taxa de desconto.” (ROOS, WESTERFIELD e JAFFE, 1995, p.127). Casarotto (2000, p.130) acrescenta, destacando o seguinte ponto: “os investimentos com TIR maior que a TMA são considerados rentáveis e são passíveis de análise”.

A TIR pode ser calculada através da seguinte fórmula, segundo Kassai et al.(2000, p.66):

$$zero = \frac{FC_0}{(1 + TIR)^0} + \frac{FC_1}{(1 + TIR)^1} + \frac{FC_2}{(1 + TIR)^2} + \dots + \frac{FC_n}{(1 + TIR)^n}$$

Onde: FC = Fluxos de caixa esperados (positivos ou negativos).

### 2.2.3 Métodos Não Exatos (Payback)

O método de análise de investimento *Payback* diferencia-se do VPL e da TIR por considerar como principal critério de avaliação o tempo de retorno do investimento inicial. Galesne, Fensterseifer e Lamb. (1999. p.43) colocam o seguinte:

O emprego desse critério corresponde a uma idéia bastante simples: aquela segundo a qual um investimento é tanto mais atraente quanto suas entradas líquidas de caixa anuais permitirem mais rapidamente recuperar o capital inicialmente gasto para realizá-lo.

Desta forma, o período de *Payback* é definido por Gitman (2002, p.327) como “o período de tempo exato necessário para empresa recuperar seu investimento inicial em um projeto, a partir das entradas de caixa”.

Pela regra do período *payback*, a análise na tomada de decisão deve considerar a atratividade do investimento embasada no seguinte critério: “Se o período de *payback* for, menor que o período de *payback* máximo aceitável, aceita-se o projeto; se o período de *payback* for maior que o período de *payback* aceitável, rejeita-se o projeto.” (GITMAN, 2002, p.327).

## 2.3 Custo de Capital

Segundo Assaf Neto (2003, p.355), “o custo de capital de uma empresa reflete, em essência, a remuneração mínima exigida pelos proprietários de suas fontes de recursos (credores e acionistas)”, ou seja, é utilizado como a taxa mínima de atratividade das decisões de investimento.

Para Gitman (2002), o Custo de Capital atua como o maior elo entre as decisões de investimento à longo prazo da empresa e a riqueza dos proprietários. O autor ainda define o seguinte:

O custo de capital pode ser definido como a taxa de retorno que a empresa precisa obter sobre seus projetos de investimentos, para manter o valor de mercado das suas ações. Ele pode também ser considerado como a taxa de retorno exigida pelos

fornecedores de capital do mercado, para atrair seus fundos para a empresa. Se o risco for mantido constante, a implantação dos projetos com uma taxa de retorno acima do custo de capital aumentará o valor da empresa e a implantação dos projetos com a taxa de retorno abaixo do custo de capital diminuirá o valor dela. (GITMAN, 2002, p.382)

### 2.3.1 Custo de Capital Próprio

O custo de capital próprio, segundo Assaf (2003, p.358), “revela o retorno desejado pelos acionistas de uma empresa em suas decisões de aplicação de capital próprio”.

Para Assaf (2003, p.358), existem alguns métodos para a mensuração do custo de capital próprio, dentre eles está o método derivado da aplicação do modelo de precificação de ativos (CAPM - *Capital Assets Pricing Model*).

Sobre o CAPM, Assaf (2003, p.359) expõe o seguinte:

O CAPM estabelece uma relação linear entre o retorno de um ativo e o retorno de mercado. Os resultados do modelo demonstram forte sensibilidade com a taxa requerida de retorno (custo de capital), a qual deve comportar-se de forma condizente com o risco. Quanto mais elevado apresentar-se o risco da decisão, maior o retorno exigido pelos proprietários de capital; para níveis mais baixos de riscos, é preciso remunerar os investidores com taxas de retorno também mais reduzidas.

O modelo de custo do capital próprio pelo método CAPM, conforme Assaf (2003, p.359), encontra-se expresso na fórmula a seguir:

$$K_e = R_f + \beta \times (R_m - R_f)$$

onde:

$K_e$  = taxa de retorno mínima requerida pelos investidores do ativo (custo de capital próprio);

$R_f$  = taxa de retorno de ativos livres de risco;

$\beta$  = coeficiente beta, medida de risco sistemático (não diversificável) do ativo;

$R_m$  = rentabilidade oferecida pelo Mercado em sua totalidade e representada pela carteira de Mercado;

Conforme Assaf Neto (2003, p.359), “a diferença entre o retorno da carteira de Mercado e a taxa de juros livre de risco ( $R_m - R_f$ ) é definida como o prêmio pelo risco de mercado”. O autor ainda expõe que nos países emergentes, que apresentam uma taxa maior de incerteza, deve ser um prêmio pelo risco país.

Sendo assim, Assaf Neto (2003, p.362), apresenta a expressão do custo de oportunidade do capital próprio pelo CAPM na Brasil na seguinte expressão:

$$K_e = [R_f + \beta \times (R_m - R_f)] + \alpha_{BR}$$

onde:

$\alpha_{BR}$  representa o prêmio pelo risco Brasil, conforme é normalmente identificado pelos analistas financeiros.

### 2.3.2 Custo de Capital de Terceiros

Segundo Assaf Neto (2003, 356), “o custo de capital de terceiros é definido de acordo com os passivos onerosos identificados nos empréstimos e financiamentos mantidos pela empresa”, ou seja, é a taxa de juros que será cobrada nos empréstimos e financiamentos pelas instituições financeiras (terceiros), que “venderam” o capital aos acionistas.

### 2.3.3 Custo Total de Capital

O custo total de capital, segundo Assaf Neto (2003, p.366), “representa a taxa de atratividade da empresa, que indica a remuneração mínima que deve ser exigida na alocação de capital, de forma a maximizar seu valor de mercado”. Para o cálculo do custo total de capital deve-se utilizar, segundo o autor, o critério da média ponderada através da seguinte expressão:

$$WACC = \sum_{j=1}^N W_j \times K_j$$

Onde:

WACC = custo médio ponderado de capital; também identificado na literatura financeira por *Weighted Average Cost of Capital* (WACC);

$K_j$  = custo específico de cada fonte de financiamento (própria e de terceiros);

$W_j$  = participação relativa de cada fonte de capital de financiamento total.

Assaf Neto (2003, p.367), ainda expõe o seguinte sobre a importância da avaliação da WACC e a criação de valor aos acionistas:

Esse custo total representa, efetivamente, a taxa mínima de retorno (atratividade econômica) desejada pela empresa em suas decisões de investimento. Ao não promover um retorno operacional pelo menos igual ao seu custo total de capital, a empresa deixará de remunerar de forma adequada suas fontes de financiamento, prejudicando seu valor de mercado. Em outras palavras, um retorno do investimento menor que o WACC leva a uma destruição de seu valor de mercado, reduzindo a riqueza de seus acionistas.



## 2.4 Criação de Valor

A preocupação com a competitividade e a necessidade de reduzir custos e melhorar continuamente, leva os acionistas a buscarem formas investimentos que criem valor à empresa. Assaf Neto (2003, p.165), diz o seguinte

Uma empresa é considerada como criadora de valor quando for capaz de oferecer a seus proprietários de capital (credores e acionistas) uma remuneração acima de suas expectativas mínimas de ganhos. Em outras palavras, quando os resultados gerados pelos negócios superar a taxa de remuneração exigida pelos credores, ao financiarem parte dos ativos, e pelos acionistas, em suas decisões de investimentos de risco.

Desta forma, o autor conclui que “criação de valor é entendida quando o preço de mercado da empresa apresentar uma valorização decorrente de sua capacidade em melhor remunerar o custo de oportunidade de seus proprietários” (ASSAF, 2003, p. 165)

### 2.4.1 Criação de Valor ao Acionista

Para Assaf Neto (2003, p.167) “o valor é criado ao acionista somente quando as receitas operacionais superam todos os dispêndios (custos e despesas) incorridos, inclusive o custo de oportunidade do capital próprio”. O autor ainda expõe o seguinte:

A existência de lucro não garante a remuneração do capital aplicado e, conseqüentemente, a atratividade econômica de um empreendimento. A sustentação de uma empresa no futuro somente se dará se ela for capaz de criar valor para seus proprietários através da concepção inteligente de um negócio. Um ativo somente agrega valor se seus fluxos operacionais de caixa esperados, descontados a uma taxa que reflete as expectativas de risco dos proprietários de capital, produzirem um valor presente líquido, (...), maior que zero, ou seja, uma riqueza absoluta. (ASSAF, 2003, p. 170)

## 2.4.2 Valor Econômico Agregado (VEA)

O Valor Econômico Criado (VEC), ou Valor econômico Agregado (VEA) como é mais comumente citado pelos autores, pode ser entendido, segundo Assaf (2003, p.175), como o “principal direcionador de valor de uma empresa (...), indicador da remuneração oferecida ao capital investido que excede ao retorno mínimo exigido por seus proprietários. Indica se a empresa está criando ou destruindo valor com base em seu desempenho operacional”

Bonomi e Malvessi (2004, p.34) ressaltam a importância da criação de valor ao acionista e sua metodologia dizendo o seguinte:

A metodologia de monitoramento e análise do desempenho econômico-financeiro com foco no Valor Econômico Criado (VEC), abordagem da Criação de valor ao Acionista, é um instrumento eficaz com o objetivo de melhorar a interpretação dos fatos econômico-financeiros do empreendimento e proporcionar significativas alterações na performance estratégica de curto e longo prazo.

Para o cálculo do VEA utiliza-se a seguinte estrutura, segundo Assaf Neto (2003, p.193):

Lucro operacional (líquido do IR)

(-) Custo total de capital (WACC x investimento)

(=) Valor Econômico Agregado (VEA)

onde:

WACC = custo médio ponderado de capital

Investimento = capital total aplicado na empresa (fixo e de giro)

### 2.4.3 Valor Adicionado pelo Mercado (VAM)

O Valor adicionado pelo mercado (VAM ) ou Market Value Added (MVA), conforme Assaf ( 2003, p.177), pode ser visto da seguinte forma:

Reflete a expressão monetária da riqueza gerada aos proprietários de capital determinada pela capacidade operacional da empresa em produzir resultados superiores ao seu custo de oportunidade. Reflete, dentro de outra visão, quanto a empresa vale adicionalmente ao que se gastaria para repor todos os seus ativos a preço de mercado.

Para Bonomi e Malvessi (2004, p.40), “maximizar o valor do VAM deverá ser o objetivo principal de qualquer empreendimento que esteja empenhado em adicionar valor sustentado a seus acionistas”. Os autores ainda afirmam que este objetivo será possível de ser alcançado se o empreendimento adotar a abordagem com foco no Valor Econômico Criado (VEC).

Para avaliação do MVA, pode-se utilizar a metodologia proposta por Stewart (Assaf, 2003 apud Stewart, 1991), que considera o valor presente do VEA, como ilustrado a seguir:

$$MVA = \frac{VEA}{WACC}$$

## 2.5 Fluxo de Caixa

Segundo Zdanowiks (2000, p.40), fluxo de caixa “é o instrumento de programação financeira que corresponde às estimativas de entradas e saídas de caixa em certo período de

tempo projetado”. Para o autor, o fluxo de caixa permite que o administrador financeiro, possa prever se haverá excedente ou escassez de caixa, em função das necessidades existentes.

Quanto ao tempo de projeção “O fluxo de caixa pode ser elaborado em função do tempo de sua projeção. A curto prazo para atender as finalidades da empresa, principalmente de capital de giro e a longo prazo para fins de investimento em itens do ativo permanente” (ZADANOVICS, 2000, p.23).

O fluxo de caixa de uma alternativa de investimentos deve auxiliar na decisão de aceitação ou não de um projeto, através dele, o investidor poderá analisar as possibilidades de lucratividade e poderá prever se terá disponibilidade de caixa para cumprir com suas obrigações financeiras ao longo dos anos. Para Assaf Neto (2003, p.285), “é por meio dos resultados de caixa que a empresa assume efetiva capacidade de pagamento e reaplicação dos benefícios gerados na decisão de investimento”.

Em outras palavras, Samanez (2007, p. 223) complementa afirmando que: “o fluxo de caixa resume as entradas e saídas efetivas de dinheiro ao longo do tempo, permitindo dessa forma, conhecer a rentabilidade e viabilidade econômica do projeto”.

Como se pode perceber, o fluxo de caixa é ferramenta indispensável à análise de investimento.

### 2.5.1 Fluxo de Caixa Incremental

“Os fluxos de caixa incrementais são a base para o cálculo dos índices que permitem efetuar a avaliação econômica dos projetos de investimento, pois por meio do desconto desses fluxos pode ser estabelecida a viabilidade econômica do projeto” (SAMANEZ, 2007, P. 223)

Para Gitman (2002, p.293), “os fluxos de caixa incrementais, representam os fluxos adicionais – entradas e saídas – esperados como resultado de um dispêndio de capital proposto”. Em outras palavras, Samanez (2007, p. 223) coloca que os fluxos incrementais são basicamente “os efeitos positivos ou negativos no caixa devido aos movimentos de fundos provocados pelo investimento. Ou seja, são os fundos diferenciais comprometidos (receitas e custos) resultantes de se tomar a decisão de investir”.

Pode-se dizer então, que o Fluxo de Caixa Incremental resulta da diferença entre os valores esperados em cada período futuro, considerando a execução do Projeto, e aqueles que seriam apurados sem o Projeto.

### 2.5.2 Fluxo de Caixa Econômico (FCE)

Com relação ao fluxo de caixa econômico, Samanez (2007) expõe o seguinte:

O fluxo de caixa econômico reflete as atividades operacionais do projeto. É o fluxo disponível para todos os provedores de capital, seja por endividamento ou por participação acionária. Muitas vezes é chamado de fluxo da firma ou fluxo de caixa livre. Como o fluxo de caixa econômico é usado para determinar o potencial de geração de renda econômica do projeto, ou seja, para estabelecer a sua rentabilidade econômica intrínseca, os fluxos decorrentes da forma como o projeto será financiado não devem ser incluídos em sua estimativa. (SAMANEZ, 2007, p.225)

Desta forma, o financiamento não deve ser incluído ao fluxo de caixa econômico, uma vez que neste fluxo o projeto deverá demonstrar se é atrativo ou não, independente de sua forma de financiamento.

Em termos incrementais, Samanez (2007), sugere que a estrutura do fluxo de caixa seja composta pelo fluxo de caixa de investimento e liquidação, fluxo operacional e dispêndios de capital após o investimento inicial.

“Os fluxos de investimento são fluxos de caixa associados com a compra e venda de ativos imobilizados, e participações societárias” (GITMAN, 2002, p. 82). Para Samanez (2007), os fluxos de caixa de investimento e liquidação são decorrentes dos seguintes eventos: desembolso na compra de novos ativos, necessidade de capital de giro inicial, venda de ativos substitutos e impostos decorrentes destas vendas, liquidação (recuperação) de ativos ao fim de sua vida útil e liquidação (recuperação) do capital de giro.

Para Gitman (2002, p. 81), “os fluxos operacionais são os fluxos de caixa – entradas e saídas – diretamente relacionados à produção e venda dos produtos e serviços da empresa”. O fluxo operacional após impostos é chamado por Gitman (2002) de entradas de caixa operacionais. Segundo o autor, entradas de caixa operacionais são “entradas de caixa incrementais, após os impostos, originárias do projeto ao longo de sua vida útil”. (GITMAN, 2002, p.294). Para Samanez (2007), nos fluxos de caixa operacionais estão incluídos o aumento e diminuição das receitas, das despesas e custos e dos encargos tributários.

Os dispêndios de capital são aqueles “necessários para assegurar a permanência e o crescimento do projeto (reinvestimento)”(SAMANEZ, 2007, p.225). Em outras palavras, são os dispêndios de capital, após o investimento inicial, gerados por um aumento da necessidade de capital que garanta a continuidade do projeto (SAMANEZ, 2007).

Em sua forma mais simples, o fluxo de caixa econômico, segundo Samanez (SAMANEZ, 2007, p.225), é aquele gerado da seguinte forma:

Fluxo de caixa econômico = Fluxo operacional após impostos

(-) Dispendio de capital

(-) mudanças no capital de giro (+) Depreciação

Outro aspecto importante a ser considerado na avaliação, diz respeito à taxa de desconto aplicada ao fluxo de caixa econômico. Samanez (2007, p. 225) faz a seguinte colocação: “a taxa de desconto aplicada a esse fluxo deve refletir o custo de oportunidade de todos os provedores de capital, ponderado pela contribuição relativa de cada provedor no capital total investido no projeto”. Ou seja, deve-se utilizar para o desconto aplicado a esse fluxo, a taxa equivalente ao custo médio ponderado de capital (WACC).

A avaliação do fluxo de caixa econômico é chamada por Samanez (2007) de avaliação econômica.

### 2.5.3 Fluxo de Caixa Econômico-Financeiro (FCEF)

Sobre o fluxo de caixa econômico-financeiro (muitas vezes é chamado de fluxo dos acionistas) Samanez (2007) expõe o seguinte:

O fluxo econômico-financeiro representa o fluxo de caixa resultante depois de considerados os fluxos decorrentes da forma pela qual o projeto será financiado. A inclusão dos fluxos financeiros transforma o fluxo econômico em econômico-financeiro. Esse fluxo nos permite estimar a rentabilidade do projeto do ponto de vista do capital próprio (do ponto de vista dos acionistas)” (SAMANEZ, 2007, p.225)

Desta forma, percebe-se que o fluxo de caixa econômico é composto pelo fluxo de caixa econômico, visto anteriormente, e o fluxo de caixa de financiamento. Os fluxos de financiamento são “fluxos de caixa resultantes de operações de empréstimo e capital próprio; incluem a obtenção e a quitação de empréstimos, entradas de caixa por vendas de ações e saídas de caixa por recompra de ações ou pagamento de dividendos em dinheiro” (GITMAN, 2002, p. 82).

Samanez desconsidera as saídas ou entradas decorrentes de ações ou dividendos, o autor considera, para o fluxo de financiamento, apenas o fluxo resultante de operações de empréstimo como se vê a seguir:

Fluxo econômico-financeiro = fluxo de caixa econômico + Financiamentos

(-) prestações pagas pelo financiamento

(+) Benefícios fiscais dos juros do financiamento

Por fim, sobre o fluxo econômico-financeiro, considera-se importante mencionar outro aspecto de sua avaliação, que diz respeito a sua taxa de desconto. Samanez (2007, p. 225) faz a seguinte colocação: “a taxa de desconto aplicada a esse fluxo deve refletir o custo de oportunidade dos provedores de capital próprio (dos acionistas)”. Ou seja, deve-se utilizar para o desconto aplicado a esse fluxo, a taxa equivalente ao custo de capital próprio.

A avaliação do fluxo de caixa econômico- financeiro é chamada por Samanez (2007) de análise de viabilidade econômico- financeira.



#### 2.5.4 Decisões Econômicas e Decisões Financeiras

As decisões de investimento e financiamento devem estar separadas quando se analisa a viabilidade econômica de um projeto (SAMANEZ, 2007).

Samanez (2007, p. 226) afirma o seguinte:

A separação das decisões de investimento e de financiamento é possível pela existência de um mercado de capitais eficiente, por meio do qual as firmas e os indivíduos podem aplicar e levantar capitais, e pela existência de oportunidades de investimento em atividades produtivas (projetos). Esses fatores permitem que a decisão de investimento seja tomada independentemente dos gostos e preferências particulares das empresas ou dos indivíduos, tornando-a uma tarefa essencialmente técnica.

Desta forma, o fluxo econômico e o fluxo financeiro devem ser avaliados separadamente, bem como os métodos aplicados a sua análise como o VPL e a TIR.

Não se deve misturar a avaliação do VPL e da TIR do fluxo econômico e do fluxo econômico-financeiro. O fluxo de caixa econômico deve representar o retorno decorrente do aporte total de capital, a TIR desse fluxo ( $TIR_E$ ) representará a rentabilidade do ponto de vista do projeto como um todo (acionistas e credores). Já o fluxo de caixa econômico-financeiro deve representar unicamente o aporte de capital próprio (dos acionistas), desta forma a TIR deste fluxo ( $TIR_F$ ) representará a rentabilidade do projeto do ponto de vista de quem aporta o capital próprio (dos acionistas). (SAMANEZ, 2007).

Desta forma, percebe-se que no fluxo econômico deve-se considerar a análise de um VPL e uma TIR que represente a rentabilidade de acionistas e credores (VPL do FCE e TIR do FCE), e para o fluxo de caixa econômico-financeiro, deve considerar a análise de um VPL e uma TIR que represente a rentabilidade dos acionistas. (VPL do FCEF e TIR do FCEF).

### 2.5.5 Depreciação

Samanez coloca que a depreciação e outros fluxos não-caixa, devem ser somados novamente ao fluxo, depois de considerados os efeitos fiscais, visto que não representam desembolso de caixa. (SAMANEZ, 2007).

Gitman (2002) complementa a colocação anterior expondo o seguinte quanto à depreciação e o fluxo de caixa:

Para ajustar a demonstração do resultado e obter o fluxo de caixa das operações, todas as despesas não-desembolsáveis devem ser acrescentadas de volta aos lucros líquidos da empresa depois do imposto de renda. Itens não-desembolsáveis são despesas lançadas na demonstração do resultado, as quais não envolvem uma efetiva saída de caixa durante o período.(GITMAN, 2002, p. 77)

Gitman (2002, p. 77) ainda destaca que “o registro da depreciação e outras despesas não-reembolsáveis, permite que a empresa pague menos impostos, devido a diminuição do lucro tributável”. Desta forma, por não caracterizar uma saída de recursos financeiros efetiva, ou um desembolso de caixa, a depreciação e outras despesas não-desembolsáveis são somadas ao lucro líquido após o imposto de renda.

### 2.5.6 Amortização de Empréstimos

Existem vários tipos sistemas de amortização para reembolso de empréstimos. Segundo Samanez (2007), são quatro os principais e mais utilizados: Sistema de Amortização Francês (Tabela *Price*), Sistema de Amortização Constante (SAC), Sistema de Amortização Crescente (Sacre) e Sistema de Amortização Americano.

O Sistema de Amortização Francês (tabela Price), Consiste em um plano de amortização em que as prestações são iguais e as amortizações crescem ao longo do período da operação. Segundo Samanez (2007) é caracterizado por ter as prestações iguais, periódicas e sucessivas. Seus juros incidem sobre o saldo devedor que decresce à medida que as prestações são pagas, desta forma os juros são decrescentes e, conseqüentemente, as amortizações do principal são crescentes.

Já o Sistema de Amortização Constante (SAC), difere da tabela *Price* por manter o reembolso do principal em amortizações iguais e por ter suas prestações decrescentes, uma vez que os juros diminuem a cada prestação. Este sistema calcula a amortização dividindo o valor do principal pelo número de períodos do pagamento (SAMANEZ, 2007). Desta forma, percebe-se que neste sistema a amortização da dívida é constante e igual em cada período.

O Sistema de Amortização Crescente, segundo Samanez (2007, p. 156), “se baseia no SAC no Sistema PRICE, já que a prestação é igual a média aritmética calculada entre as prestações desses dois sistemas, nas mesmas condições de juros e prazos”.

No Sistema de Amortização Americano o pagamento do principal é realizado no final com juros calculados período a período ou capitalizados e pagos no fim da operação. Segundo Samanez (2007, p. 159), “No esquema de amortização americano, o principal é restituído por meio de uma parcela única ao fim da operação. Os juros podem ser pagos periodicamente (mais comum) ou capitalizados e pagos juntamente com o principal no fim do prazo acertado”.

### 2.5.7 Tratamento da Inflação

A importância da inflação não pode ser desconsiderada em uma análise de investimento, pelo contrário, na análise deve estar bem esclarecido qual o seu posicionamento quanto a este fator, pois é este o parâmetro que indicará se os valores serão constantes ou correntes e o fluxo real ou nominal. Sobre o tratamento da inflação Samanez (2007, p. 232) diz o seguinte:

Muitas vezes, a análise de uma alternativa ou projeto de investimento envolve fluxos em valores constantes (moeda de hoje) e fluxos em valores correntes (moeda das respectivas datas). Fluxo em valores constantes é sinônimo de fluxo real, enquanto fluxo em valores correntes é sinônimo de fluxo nominal. Para sermos consistentes nos cálculos, os fluxos de caixa em valores correntes devem ser descontados a uma taxa de desconto nominal, enquanto os fluxos em valores constantes devem ser descontados a uma taxa real.

Samanez ainda expõe que comumente as taxas são expostas em termos nominais, no entanto, a taxa real pode ser estimada a partir da taxa nominal e da projeção inflacionária, como mostra o cálculo a seguir:

$$(1 + \text{Taxa nominal}) = 1 + (\text{Taxa real}) \times (1 + \text{Inflação projetada})$$

## 2.6 Riscos

Gitman (2002, p. 202) coloca a definição de risco da seguinte forma:

O risco, em seu sentido mais amplo, pode ser definido como a possibilidade de prejuízo financeiro. Os ativos que possuem grandes possibilidades de prejuízos são vistos como mais arriscados que aqueles com menos possibilidades de prejuízo. Mais

formalmente, o termo risco é usado alternativamente com incerteza, ao referir-se a variabilidade de retornos associada a um dado ativo.

Desta forma, o conceito de risco esta diretamente relacionado ao retorno do investimento.

“O retorno sobre um investimento é medido como o total de ganhos ou prejuízos dos proprietários decorrentes de um investimento durante um determinado período de tempo” (GITMAN, 2002, p. 203).

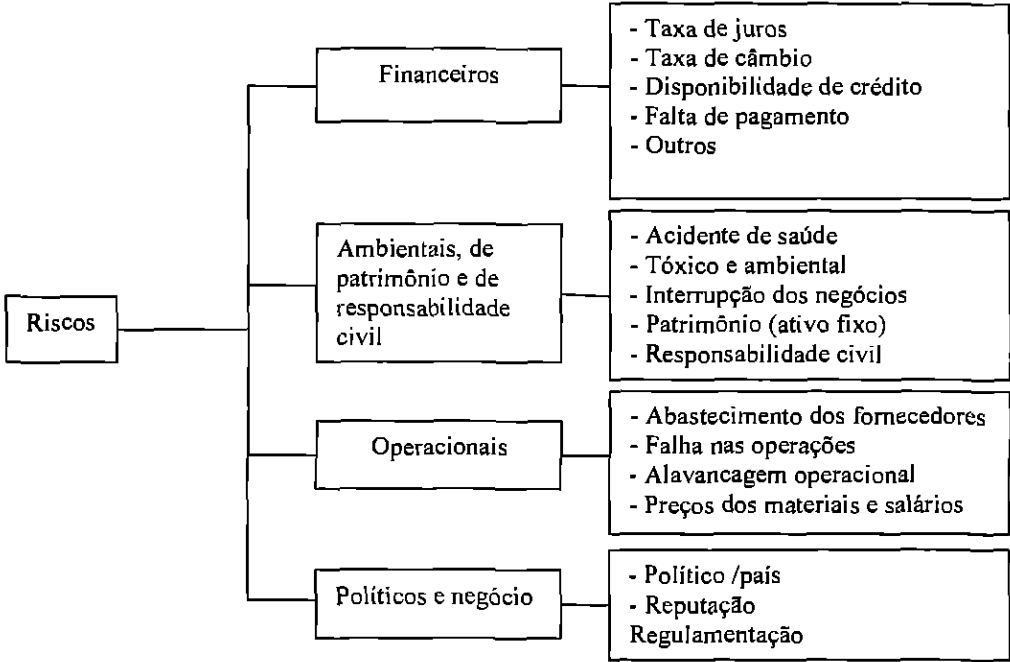
Para Bonomi e Malvessi (2004. p. 25) deve-se “conhecer e dimensionar os riscos do empreendimento e, com base nisso, procurar medi-los para estabelecer instrumentos eficazes e mitigá-los”. Para os autores, a forma usual de classificação dos risco é dividida em dois grandes grupos: sistêmico e próprio.

O risco sistêmico, ou conjuntural, segundo Bonomi e Malvessi (2004) é o risco sobre o empreendimento decorrente do econômico, político ou social. Roos, Westerfield e Jaffe (1995, p.233) de uma forma mais abrangente, afirma que “um risco sistemático é qualquer risco que afeta um grande numero de ativos, e cada um deles com maior intensidade”. Os autores ainda acrescentam que a incerteza quanto a condições econômicas gerais, taxas de juro e inflação, são exemplos de riscos sistemáticos.

Para Bonomi e Malvessi (2004), o risco próprio é aquele intrínseco a atividade. Roos, Westerfield e Jaffe (1995) chamam este risco próprio de risco não sistêmico, e complementam a colocação anterior dizendo o seguinte: “um risco não sistêmico é um risco que afeta especificamente um único ativo ou um pequeno grupo de ativos”

Uma forma mais detalhada de tipificar e classificar os riscos, conforme Bonomi e Malvessi (2004), é a apresentada na figura seguinte:

Figura 1: Riscos



Fonte: Bonomi e Malvessi (2004, p.25)

**2.7 Análise de Sensibilidade**

Para Gitman (2002) a análise de sensibilidade é uma abordagem para lidar com o risco de um projeto, que fornece aos tomadores de decisão uma percepção do comportamento dos retornos.

Para o autor, a análise de sensibilidade é definida da seguinte forma:

A análise de sensibilidade é uma abordagem comportamental para avaliar o risco, a qual usa inúmeras estimativas de retornos passíveis para se obter uma percepção da variedade entre os resultados. Um método comum envolve as estimativas dos retornos pessimistas (piores), dos mais prováveis (esperados) e dos otimistas (os melhores) relativos a um dado ativo. Nesse caso o risco do ativo pode ser medido por uma faixa, a qual é encontrada subtraindo-se os resultados pessimistas (os piores) dos resultados otimistas (os melhores). Quanto maior for a faixa por um dado ativo, maior é a variedade ou o risco que ele representa. (GITMAN, 2002, p. 341-342)

Pela análise de sensibilidade tem-se a possibilidade de estimar a diferença que a alteração dos variáveis trará ao retorno da empresa ou empreendimento.

## **2.8 Análise Financeira – Eletrobrás**

Segundo as Diretrizes para estudos e projetos de PCH da Eletrobrás (2000), a análise financeira do empreendimento deve considerar os seguintes critérios e sugestões de análise:

- Considerar o custo total para implantação da PCH, obtido através do resultado dos Estudos Finais de engenharia realizados;
- Com base no custo total, montar o fluxo de caixa do empreendimento, considerando-se as receitas e despesas;
- Avaliar a viabilidade financeira do empreendimento, no período ou horizonte determinado, considerando-se as entradas e saídas de capital (fluxo de caixa) no referido período.
- A análise financeira do ponto de vista do investidor, o fluxo de caixa econômico-financeiro, deverá levar ainda em conta não só a remuneração requerida de seu capital (capital

próprio) como também a do capital de terceiros (empréstimos, ou outras formas de participação de terceiros).

- Dentre os métodos de análise financeira, tem-se a sugestão de utilizar o método do fluxo de caixa descontado (valor presente líquido – VPL), o método da taxa interna de retorno do investimento (TIR), o método das mínimas receitas requeridas ou taxa mínima de atratividade (TMA), além de outros que possibilitem a determinação da viabilidade ou não do empreendimento.

A Eletrobrás sugere também determinar a tarifa de equilíbrio do empreendimento, utilizando um dos métodos mencionados ou outro semelhante. “A tarifa de equilíbrio do empreendimento será aquela que representa o valor mínimo pelo qual a energia vendida, durante o período ou horizonte determinado, equilibra todos os custos envolvidos” (ELETROBRÁS, 2000, cap. 9, p. 5).



### **3 METODOLOGIA**

A metodologia visa mostrar os procedimentos que foram utilizados na construção da pesquisa realizada. Por definição, a metodologia é um aspecto de grande importância na elaboração de uma pesquisa. Ela proporciona ao leitor a explicação de como a mesma foi abordada, compreendendo métodos, técnicas e instrumentos utilizados nas etapas desenvolvidas durante o projeto para um alcance eficaz dos objetivos (VERGARA, 2003).

#### **3.1 Caracterização da Pesquisa**

O estudo desenvolvido caracteriza-se como qualitativo e quantitativo.

As pesquisas qualitativas “fundamentam-se em dados coligidos nas interpretações interpessoais, na co-participação das situações dos informantes, analisadas a partir da significação que estes dão aos seus atos. O pesquisador participa, compreende e interpreta” (CHIZZOTTI, 2001). Os estudos qualitativos podem descrever a complexidade de um problema, analisar a ligação de algumas variáveis, compreender e classificar processos dinâmicos de grupos sociais, contribuir no processo de mudança e possibilitarem o entendimento dos indivíduos (RICHARDSON et al, 1989).

As pesquisas quantitativas “prevêem a mensuração de variáveis preestabelecidas, procurando verificar e explicar sua influência sobre outras variáveis, mediante a análise da

freqüência de incidências e de correlações estatísticas. O pesquisador descreve, explica e prediz” (CHIZZOTTI, 2001).

A pesquisa em questão está inserida na perspectiva de uma pesquisa qualitativa, pois interpretou um cenário, e revela dados de um ambiente, a partir de uma realidade particular, em busca de compreender o contexto do setor elétrico brasileiro, das pequenas centrais hidrelétricas e do mercado no qual se encontram inseridas. Os estudos qualitativos podem descrever a complexidade de um problema, analisar a ligação de algumas variáveis, compreender e classificar processos dinâmicos de grupos sociais, contribuir no processo de mudança e possibilitarem o entendimento dos indivíduos (RICHARDSON et al, 1989).

O estudo também está inserido na perspectiva de uma pesquisa quantitativa, uma vez que utilizou de mensuração de variáveis preestabelecidas pelos agentes reguladores do mercado brasileiro de energia e pelos estudos de engenharia do projeto para avaliar e analisar a influência desses elementos no estudo econômico-financeiro do empreendimento. Assim, pelo fato do estudo gerar uma demanda de informação que necessitou da utilização de dados estatísticos para sua análise é justificada a classificação quantitativa da pesquisa.

### **3.2 Tipo de Pesquisa**

Para Vergara (2003), as pesquisas podem ser classificadas de acordo com os fins e os meios. Quanto aos fins a presente pesquisa é classificada como exploratória, descritiva e explicativa.

Uma pesquisa exploratória caracteriza-se por ser, como expõe Mattar (2005, p. 82), “pouco ou nada estruturada em procedimentos e seus objetivos são pouco definidos. Seus propósitos imediatos são os de se ganhar maior conhecimento sobre um tema, desenvolver hipóteses para serem testadas e aprofundar questões a serem estudadas”.

Para Vergara (2003), uma pesquisa exploratória é realizada em uma área na qual há pouco conhecimento acumulado e sistematizado. O estudo em questão caracteriza-se como exploratório, uma vez que o tema “avaliação e análise econômico-financeira de investimento de capital em PCH” é um tema que pode ainda ser muito explorado em nosso país, principalmente pelo fato de estar inserido no mercado de energia que sofreu severas mudanças, e destas, a última reestruturação ocorreu em 2004, ou seja, fato histórico bastante recente e ainda pouco explorado.

Uma pesquisa descritiva, segundo Mattar (2005), tem o objetivo de expor o fenômeno em estudo. Para o autor, a pesquisa descritiva deve responder as seguintes questões: quem, o quê, quanto, quando e onde.

A pesquisa caracteriza-se como descritiva, pois expôs a avaliação e análise econômico-financeira de uma pequena central hidrelétrica no ano de 2007, com base nas diretrizes do setor elétrico brasileiro e nas variáveis que o compõe atualmente.

De acordo com Vergara (2003), a pesquisa explicativa objetiva tomar algo inteligível, visa esclarecer quais fatores contribuíram para a ocorrência de determinado fenômeno. Desta forma, a pesquisa em questão é também explicativa, sendo que expõe as razões dos resultados alcançados através da avaliação e análise econômico-financeira do empreendimento.

Escolheu-se um estudo descritivo, exploratório e explicativo por estes oferecerem possibilidade de se obter um maior conhecimento dos fatos e fenômenos que ocorrem na organização, sua natureza e características.

Quanto aos meios, a pesquisa foi classificada como documental, bibliográfica e estudo de caso.

De acordo com Vergara (2003) a investigação documental é realizada através de documentos conservados no interior de órgãos públicos privados de qualquer natureza, ou com pessoas: registros, anais, regulamentos, circulares, ofícios, memorandos balancetes, comunicações informais, filmes microfilmes, fotografias, vídeo tape, diários, cartas pessoais e outros.

A pesquisa documental realizada no estudo ateve-se ao projeto do empreendimento que incluía todas as premissas técnicas necessárias ao estudo, além de documentos e regulamentos das Centrais Elétricas Brasileiras S.A. – Eletrobrás e da Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL. Por se tratar de um empreendimento de geração de energia elétrica, observou-se a existência de muitos documentos formais, pois existem inúmeras regras, normas e procedimentos exigidos pelos órgãos competentes.

Tais documentos e regulamentos abordam: diretrizes para estudos e projetos de pequenas centrais hidrelétricas; leis e resoluções pertinentes ao tema; o histórico do setor elétrico brasileiro; entre outras informações.

Para a estruturação do embasamento teórico deste estudo, realizou-se uma pesquisa bibliográfica. O levantamento bibliográfico tem como finalidade buscar as informações sobre

o assunto de interesse. Vergara (2003) caracteriza esta pesquisa como o estudo sistematizado desenvolvido com base em material publicado em livros, revistas, jornais, redes eletrônicas, isto é, material acessível ao público em geral.

O levantamento bibliográfico foi realizado a partir de pesquisas sobre o tema em questão, extraídas de diferentes autores, sendo e Assaf Neto, Gitman e Samanez autores bastante utilizados na elaboração de todo o trabalho.

Para a elaboração do presente trabalho a pesquisadora ainda se valeu de pesquisas na internet, onde foram extraídas informações das Centrais Elétricas Brasileiras S.A. - Eletrobrás, da Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL, da Câmara de Comercialização de Energia elétrica - CCEE, do Operador Nacional do Sistema Elétrico - ONS, do Ministério de Minas e Energia - MME, da Empresa de Pesquisa Energética - EPE, do Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social – BNDES e do Banco Central do Brasil –BCB.

Também foi utilizada pesquisa em trabalhos acadêmicos.

A pesquisa foi realizada também é caracterizada como estudo de caso, que, de acordo com Chizzoti (2001), é uma caracterização abrangente de um caso particular a fim de organizar um relatório ordenado e crítico de uma experiência, avaliando-a analiticamente e propondo ações transformadoras.

Vergara (2003) define como sendo uma pesquisa com caráter de profundidade e detalhamento e que pode ou não ser realizada no campo.

Com tais definições é possível perceber que um estudo de caso é plenamente justificado ao trabalho em questão, visto que o estudo foi realizado com base nas informações

dos estudos de projeto de uma Pequena Central Hidrelétrica existente. As informações deste projeto foram conseguidas por intermédio do engenheiro civil Sérgio Pimenta que participou dos estudos para a realização do projeto, bem como, teve participação como co-orientador para a realização deste trabalho.

### **3.3 Coleta e Tratamento dos Dados**

Para elaboração da pesquisa proposta foram coletados dados primários e secundários.

Mattar (1994, p. 143) classifica os dados primários como “aqueles que não foram antes coletados, estando ainda em posse dos pesquisados, e que são coletados com o propósito de atender às necessidades específicas da pesquisa em andamento”. Os dados secundários são definidos por Mattar (1994, p. 143) como “aqueles que já foram coletados, tabulados, ordenados e, às vezes, até analisados, com propósitos outros ao de atender às necessidades da pesquisa em andamento, e que estão catalogados à disposição dos interessados”.

A coleta de dados secundários privilegiou a pesquisa bibliográfica e documental, em que se realizou não apenas uma revisão da literatura sobre o tema investigado, mas também uma investigação de trabalhos e documentos, objetivando-se uma maior e mais atualizada obtenção de informações.

Os dados primários utilizados para a realização do estudo foi a comunicação, realizada através de entrevistas não estruturadas com o engenheiro Sergio Pimenta.

A comunicação, de acordo com Mattar (1994, p. 166) “consiste no questionamento, verbal ou escrito, dos respondentes para a obtenção do dado desejado, que será fornecido por declaração verbal ou escrita, do próprio”.

O método da comunicação foi utilizado na medida em que surgiram dúvidas por parte da pesquisadora, e foi feito na forma de entrevista não-estruturada, uma vez que as informações foram obtidas no decorrer do processo de sua elaboração, sem um roteiro pré-definido. As entrevistas foram realizadas com os objetivos de: esclarecimento de dúvidas referentes à particularidades de Pequenas Centrais Hidrelétricas; obtenção de informações referentes à experiências vivida de PCHs já construídas (perdas elétricas, tempo de construção, custo de Operação e Manutenção e seguros), e esclarecimento de duvidas referentes ao contexto em que as PCHs estão inseridas.

Tais esclarecimentos e informações foram necessários para a realização da avaliação e análise econômico-financeira do empreendimento estudado.

O tratamento dos dados, segundo Vergara (2003, p. 59), “refere-se àquela seção na qual se explica para o leitor como se pretende tratar os dados a coletar, justificando por que tal tratamento é adequado aos propósitos do projeto.

Os dados podem ser tratados de duas formas, conforme Vergara (2003), como quantitativos, quando se utilizam de procedimentos estatísticos, e de forma qualitativos, quando, por exemplo, são codificados e apresentados de forma mais estruturada e posteriormente analisados.

Nesta pesquisa os dados foram analisados de forma quantitativa e qualitativa.

### **3.4 Limitações**

O estudo em questão, por considerar a avaliação de uma PCH específica, apresenta limitação a abrangência da pesquisa ao estudo de caso.

Mesmo com um acesso facilitado à maioria das informações necessárias, houve uma pequena limitação quanto à coleta de dados secundários atualizados em documentos físicos sobre o setor elétrico brasileiro. Sendo que a maior parte dos dados coletados do setor, após o ano 2000, foram através de fonte eletrônica.

Outro aspecto limitante deste trabalho é considerar o estudo no âmbito do PROINFA- 1ª etapa, uma vez que este programa não se encontra mais em vigor.



## **4 SETOR ELÉTRICO BRASILEIRO**

Considera-se relevante para a contextualização deste trabalho relatar os principais acontecimentos do Setor Elétrico Brasileiro, desde sua origem até a atualidade, bem como a estrutura que apresenta hoje, com seus agentes e ambientes de comercialização de energia. Sendo assim, este capítulo falará de tais questões, além de conceitualizar as Pequenas centrais hidrelétricas e apresentar sua vantagens e riscos.

### **4.1 Histórico da Energia Elétrica no Brasil**

Segundo Dias (1988, p.27), o cenário brasileiro ao final do Império, com o aumento da agro-exportação, favoreceu as iniciativas de modernização e investimentos em infra-estrutura, feitos em sua grande parte, por empresas estrangeiras. “Os excedentes da valorização e da ampliação das exportações brasileiras, em especial os da cafeicultura, estimularam o crescimento e a proliferação de unidades industriais, sobretudo do setor de bens de consumo” (CENTRO DA MEMÓRIA DA ELETRICIDADE NO BRASIL, 2001, p.15).

Com isso, a produção de energia elétrica passou a ser introduzida ao país, na região Sudeste, para abastecer as novas indústrias e os serviços públicos que precisavam acompanhar o crescimento das cidades.

No período da República Velha, de 1890 a 1930, conforme o Centro da Memória da Eletricidade no Brasil (1995, p.14) “a estrutura política do Brasil, através da constituição de

1891, determinou em boa parte o estatuto jurídico-legal que regeu o setor elétrico”. A constituição de 1891 teve como uma de suas principais características a descentralização do poder, dando autonomia aos estados e municípios. Desta forma, “até a primeira década do século XX, empresas que muitas vezes não excediam o âmbito municipal, construíram grande número de pequenas usinas geradoras de energia elétrica” (CENTRO DA MEMÓRIA DA ELETRICIDADE NO BRASIL, 2001, p.25).

A partir de 1900, os investimentos municipais começam a ganhar volume no país, ainda com pequenos empreendimentos, mas em grande quantidade. No entanto, o fator que impulsionou o real crescimento da matriz energética nacional no início do século XX foi a chegada da empresa Light ao Brasil, como ilustra o Centro da Memória da Eletricidade no Brasil (2001, p. 31):

Ao lado dos empreendimentos nacionais, as iniciativas de capitalistas estrangeiros no setor se fizeram sentir a partir de 1899, quando foi autorizada a funcionar no país a São Paulo Railway, Light and Power Company Ltd. – empresa canadense que deu início à atuação do grupo Light no Brasil e que, no mesmo ano, passaria a se denominar São Paulo Tramway, Light and Power Company Ltd. Desde então o capital nacional passaria a conviver com os investimentos estrangeiros, cada vez mais presentes.

Em 1927, segundo Dias (1988,p.62), foi a vez da American and Foreign Power Company (AMFORP), controlada pela empresa americana Electric Bond and Share Company (EBASCO), de atuar no mercado nacional e explorar os recursos hídricos brasileiro.

O período de 1920 a 1930 foi consolidado pela presença efetiva da AMFORP e da Light, que puderam inserir-se com facilidade no mercado de energia nacional e ainda, adquirir as concessionárias que aqui já atuavam, como mostra o Centro da Memória da Eletricidade no Brasil (1995, p.20-21):

O aparato legal vigente no Brasil não colocava obstáculos ao capital estrangeiro: não havia nenhum tipo de coordenação, controle ou política governamental, implícita que fosse, que preservasse espaços para uma ou outra empresa nacional ou para os interesses do governo federal. O fato é que esse movimento foi sancionado e perfeitamente incorporado pelo setor. Assim, chegamos a 1930 com uma ampla base produtiva, pelo menos diante das necessidades da economia brasileira, fortemente concentrada nas mãos da AMFORP e da Light.

Pode-se perceber que, até 1930, apesar do crescimento, houve forte desnacionalização do setor elétrico brasileiro. A matriz energética nacional passou a crescer no país, estruturada principalmente nos recursos hídricos. No entanto, eram as empresas estrangeiras, principalmente a Light e a AMFORP, que dominavam o mercado de energia brasileiro e impunham as tarifas que julgavam adequadas na época.

Já na década de 30, os benefícios da energia elétrica apresentavam reflexos consideráveis na sociedade atendida. Ademais, os níveis das tarifas, as condições de outorga das concessões dos serviços de eletricidade e o controle dos lucros dos concessionários estrangeiros tornaram-se objetos de freqüentes críticas da imprensa especializada. (Santana, 1994, p.13 apud Medeiros, 1993)

Diante deste contexto, em 1934 foi promulgado o Código de Águas para regularizar questões sobre as discussões do setor elétrico. Com o Código, “consagrou-se nova caracterização jurídica para a propriedade das águas que, a partir de então, foram distintas dos bens e terrenos circundantes, e a União passou a ser o único poder concedente para o estabelecimento dos serviços” (Centro da Memória da Eletricidade no Brasil. 2001, p.53-54).

Conforme Art.195 do Código, as autorizações ou concessões seriam conferidas exclusivamente a brasileiros ou a empresas organizadas no Brasil.

Pode-se perceber que o código da Águas tinha caráter nacionalista, que ficou ainda mais evidente pelo decreto-lei nº 3.763, de 25.10.1941, que trás o seguinte:

Art. 178. No desempenho das atribuições que lhe são conferidas, a Divisão de Águas do Departamento Nacional da Produção Mineral fiscalizará a produção, a transmissão, a transformação e a distribuição de energia hidroelétrica, com o triplice objetivo de:

- a) assegurar serviço adequado;
- b) fixar tarifas razoáveis;
- c) garantir a estabilidade financeira das empresas.

Parágrafo único. Para a realização de tais fins, exercerá a fiscalização da contabilidade das empresas.

No entanto os problemas do setor elétrico não se findaram, pelo contrário, nos anos seguintes a situação do país ficou ainda pior.

Durante dez anos (1937 a 1947), como mostra o Centro da Memória da Eletricidade no Brasil (2001) a expansão da geração de energia no Brasil foi afetada pela II Guerra Mundial, e, entre os anos de 1950 e 1955, a situação foi agravada pela falta de investimentos..

No início da década de 1950, com as tarifas de empresas privadas contidas, o governo concentrou esforços para expansão do setor elétrico. Em 1952 foi criado o Banco Nacional do Desenvolvimento Econômico (BNDE, depois BNDES), e em 1961 a ELETROBRÁS – Centrais Elétricas Brasileiras.

O governo Kubitschek (1956-1961) teve como base o Plano de Metas que deficiências da economia brasileira. “Quanto à energia elétrica, o Plano de Metas determinou a construção de novas unidades hidrelétricas e previu o aproveitamento da produção excedente de carvão,

no sul do país, para geração elétrica” (Centro da Memória da Eletricidade no Brasil. 2001, p.90).

Nesta época, a intervenção do estado passou a ser bastante atuante no mercado de energia e incorporou um processo de estatização do setor elétrico brasileiro, como ilustra o Centro da Memória da Eletricidade no Brasil (2001, p.109):

Configurou-se radical alteração no perfil do setor de energia elétrica brasileiro, verificando-se o aumento do peso das empresas federais e estaduais na geração, em termos percentuais de 6,80% para 31,30%, entre 1952 e 1962. A participação das concessionárias privadas, com predominância dos investimentos estrangeiros, caiu no mesmo período de 82,40% para 55,20%.

Nas décadas de 1960 e 1970 houve um processo de desenvolvimento com base em iniciativas estatais sob o financiamento de organismos financeiros nacionais e internacionais e de recursos de consumidores (imposto único e empréstimo compulsório). Em 1964 o governo federal adquiriu o Grupo Anforp e em 1979 o grupo Light.

Na década de 1980, quando praticamente todos os segmentos do setor elétrico eram de propriedade pública, o planejamento do setor elétrico passou a desenvolver estudos de maior complexidade (já iniciados na década de 70 e intensificados na década de 80). No mesmo período, surgiu uma nova fase de escassez de recursos financeiros. “A partir da década de 1970, a construção de usinas teve de ser precedida de estudos de impacto ambiental, (...) .A inclusão desses estudos tornou-se obrigatória para obtenção de créditos das agências internacionais de financiamento” (Centro da Memória da Eletricidade no Brasil.2001, p.152).

O setor elétrico brasileiro passou por momentos delicados principalmente no período de 1970 a 1996, conforme o Centro da Memória da Eletricidade no Brasil (2001, p.123), com

profundas transformações na estrutura produtiva e no grau de urbanização do país provocaram aumentos no consumo brasileiro de energia elétrica a taxas elevadas e bem superiores às da população (só entre 1970 e 1980 o crescimento do consumo anual de energia foi de 10%).

O setor elétrico brasileiro não tinha os recursos financeiros necessários disponíveis para o aumento da produção, visto que houve o “esgotamento da capacidade de investimento das empresas estatais, em parte determinado pelo grande número de endividamento e pela política de contenção tarifária praticada desde a década de 1970”( Centro da Memória da Eletricidade no Brasil. 2001, p.163). O que resultou no, praticamente inevitável, investimento privado e na reforma do setor elétrico, iniciada em 1995.

## **4.2 Reformas Implantadas**

Em 1995 a falta de recursos financeiros do governo e necessidade de investimento privado levaram a reforma do setor elétrico brasileiro com o objetivo de redefinir o quadro institucional e legal do setor.

O setor elétrico brasileiro passou, a partir de 1995 por uma completa reestruturação institucional e regulamentar, marcada pela introdução da livre competição e nos seguimentos de geração e comercialização, com a inserção de novos agentes, e pela garantia de livre acesso na prestação dos serviços de energia elétrica. Como decisão de governo, conduzida pelo Ministério de Minas e Energia – MME, essa adequação teve como objetivos principais a redução do papel do Estado nas funções empresariais, a privatização das empresas existentes e a licitação de expansão, com atração do capital privado, e o estabelecimento e fortalecimento institucional dos órgãos reguladores. (ANEEL. 2003, p.13).

Essas iniciativas foram denominadas de Projeto de Reestruturação do Setor Elétrico Brasileiro (Projeto RE-SEB). As mudanças que viabilizaram a reestruturação do setor são enumeradas a seguir, conforme a ANEEL (2003,p.13):

- A instituição da Agencia Nacional de Energia Elétrica – ANEEL: a ANEEL passou a regular e fiscalizar os serviços de energia elétrica.
- A desverticalização das empresas elétricas: As empresas passaram a ser divididas nos segmentos de geração, transmissão e distribuição, uma vez que no modelo anterior, as empresas realizavam simultaneamente todas essas atividades.
- A instalação de um modelo comercial competitivo: instalado com o intuito de incentivar a competição nos segmentos de geração e comercialização. Com o novo modelo foi criada a figura do Produtor Independente de Energia Elétrica - PIE<sup>2</sup> e do Consumidor Livre<sup>3</sup> (ou cliente livre), bem como o Mercado Atacadista de Energia Elétrica – MAE, que realizava as transações de compra e venda de energia elétrica.
- A garantia do livre acesso às redes de transmissão e de distribuição, com a definição da Rede Básica de Transmissão e do Operador Nacional do Sistema Elétrico – ONS: Para que haja novas fontes de geração de energia é necessário que também exista uma bem estruturada rede de linhas de transmissão para disponibilizar toda energia gerada ao mercado consumidor. Com a garantia ao livre acesso, todos os PIE ou Consumidores Livres já têm o direito de transportar sua energia, mediante o pagamento de uma tarifa de uso da transmissão.

---

<sup>2</sup> Produtor Independente de Energia Elétrica – PIE : pessoa jurídica ou consórcio de empresas titular de concessão, permissão ou autorização para produzir energia elétrica destinada ao comércio de toda ou parte da energia produzida, por sua conta e risco (*site da CCEE*).

<sup>3</sup> Consumidor Livre: Aquele que, atendido em qualquer tensão, tenha exercido a opção de compra de energia elétrica, conforme definida nos arts. 15 e 16 da Lei nº 9.074, de 7 de julho de 1995. Consumidor que adquire energia elétrica de qualquer fornecedor, conforme legislação e regulamentos específicos (*site da CCEE*).

- A transição do ambiente regulado para o competitivo, com o estabelecimento dos Contratos Iniciais: Um dos principais objetivos desse novo modelo é obter recursos financeiros necessários para o aumento da produção de energia. Desta forma o governo buscou recursos na iniciativa privada e cedeu espaço para a mesma operar e expandir o sistema elétrico brasileiro.

Concluído em agosto de 1998, o Projeto RE-SEB definiu o novo modelo do Setor Elétrico Brasileiro, que posteriormente sofreria ainda algumas transformações, conforme a CCEE, através de sua homepage:

Em 2001, o setor elétrico sofreu uma grave crise de abastecimento que culminou em um plano de racionamento de energia elétrica. Esse acontecimento gerou uma série de questionamentos sobre os rumos que o setor elétrico estava trilhando. Visando adequar o modelo em implantação, foi instituído em 2002 o Comitê de Revitalização do Modelo do Setor Elétrico, cujo trabalho resultou em um conjunto de propostas de alterações no setor elétrico brasileiro.

Essas alterações ocorreram durante os anos de 2003 e 2004, quando o Governo Federal, através das Leis nº 10.847 e 10.848, de 15 de março de 2004 e pelo Decreto nº 5.163, de 30 de julho de 2004, Estruturou medidas para um novo modelo para o Setor Elétrico Brasileiro.

#### **4.3 O Novo Modelo do Setor Elétrico Brasileiro**

A partir de 2004 este novo modelo, segundo a CCEE, através de seu *site*, instituiu a Empresa de Pesquisa Energética - EPE, o Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico - CMSE) e a Câmara de Comercialização de Energia Elétrica – CCEE que substituiu o Mercado



Atacadista de Energia – MAE. Quanto à comercialização, foram instituídos o Ambiente de Contratação Regulada (ACR), do qual participam Agentes de Geração e de Distribuição de energia elétrica, e o Ambiente de Contratação Livre (ACL), do qual participam Agentes de Geração<sup>4</sup>, Comercialização<sup>5</sup>, Importadores e Exportadores de energia, e Consumidores Livres. Essas mudanças permitiram que a produção de energia elétrica passasse a ser realizada pelo setor público e pelo setor privado na forma de produtor independente ou autoprodutor<sup>6</sup>.

As principais mudanças do Setor Elétrico Brasileiro, podem ser vistas no quadro comparativo a seguir:

---

<sup>4</sup> Agente de geração: Titular de autorização, concessão ou permissão para fins de geração de energia elétrica (*site* da CCEE).

<sup>5</sup> Agentes de comercialização: Titular de autorização, concessão ou permissão para fins de realização de operações de compra e venda de energia elétrica na Câmara de Comercialização de Energia Elétrica – CCEE (*site* da CCEE).

<sup>6</sup> Auto produtor: Titular de concessão, permissão ou autorização para produzir energia elétrica destinada ao seu uso exclusivo, podendo comercializar eventual excedente de energia, desde que autorizado pela ANEEL(*site* da CCEE).

Quadro 1: Mudanças do Setor Elétrico Brasileiro

<b>Modelo Antigo (até 1995)</b>	<b>Modelo de Livre Mercado (1995 a 2003)</b>	<b>Novo Modelo (2004)</b>
Financiamento através de recursos públicos	Financiamento através de recursos públicos e privados	Financiamento através de recursos públicos e privados
Empresas verticalizadas	Empresas divididas por atividade: geração, transmissão, distribuição e comercialização	Empresas divididas por atividade: geração, transmissão, distribuição, comercialização, importação e exportação.
Empresas predominantemente Estatais	Abertura e ênfase na privatização das Empresas	Convivência entre Empresas Estatais e Privadas
Monopólios - Competição inexistente	Competição na geração e comercialização	Competição na geração e comercialização
Consumidores Cativos	Consumidores Livres e Cativos	Consumidores Livres e Cativos
Tarifas reguladas em todos os segmentos	Preços livremente negociados na geração e comercialização	No ambiente livre: Preços livremente negociados na geração e comercialização. No ambiente regulado: leilão e licitação pela menor tarifa
Mercado Regulado	Mercado Livre	Convivência entre Mercados Livre e Regulado
Planejamento Determinativo - Grupo Coordenador do Planejamento dos Sistemas Elétricos (GCPS)	Planejamento Indicativo pelo Conselho Nacional de Política Energética (CNPE)	Planejamento pela Empresa de Pesquisa Energética (EPE)
Contratação: 100% do Mercado	Contratação : 85% do mercado (até agosto/2003) e 95% mercado (até dez./2004)	Contratação: 100% do mercado + reserva
Sobras/déficits do balanço energético rateados entre compradores	Sobras/déficits do balanço energético liquidados no MAE	Sobras/déficits do balanço energético liquidados na CCEE. Mecanismo de Compensação de Sobras e Défis (MCSD) para as Distribuidoras.

Fonte: <http://www.ccee.org.br/O Setor Elétrico Brasileiro/Histórico>

#### 4.4 Principais Agentes do Setor

As instituições seguintes formam os principais agentes do Setor Elétrico Brasileiro e desempenham importantes papéis no mercado de energia elétrica:

• **Conselho Nacional de Política Energética - CNPE:** O CNPE, segundo *site* da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica – CCEE, é um órgão interministerial de assessoramento à Presidência da República, suas principais atribuições são:

- Formular políticas e diretrizes de energia;
- Assegurar o suprimento de insumos energéticos às áreas mais remotas ou de difícil acesso país;
- Revisar periodicamente as matrizes energéticas aplicadas às diversas regiões do país;
- Estabelecer diretrizes para programas específicos, como os de uso do gás natural, do álcool, de outras biomassas, do carvão e da energia termonuclear; e
- Estabelecer diretrizes para a importação e exportação de petróleo e gás natural.

• **Ministério de Minas e Energia – MME:** Segundo próprio Ministério, o MME é o órgão do Governo Federal responsável pela condução das políticas energéticas do país. Suas principais obrigações incluem:

- Formulação e implementação de políticas para o setor energético, de acordo com as diretrizes definidas pelo CNPE;
- Estabelecer o planejamento do setor energético nacional;
- Monitorar a segurança do suprimento do Setor Elétrico Brasileiro; e

- Apurar os montantes e promover as ações necessárias para a realização do depósito, da custódia e da execução de Garantias Financeiras, relativas às Liquidações Financeiras do Mercado de Curto Prazo, nos termos da Convenção de Comercialização;
  - Promover Leilões de Compra e Venda de energia elétrica, conforme delegação da ANEEL;
  - Promover o monitoramento das ações empreendidas pelos Agentes, no âmbito da CCEE, visando à verificação de sua conformidade com as Regras e Procedimentos de Comercialização, e com outras disposições regulatórias, conforme definido pela ANEEL;
  - Executar outras atividades, expressamente determinadas pela ANEEL, pela Assembléia Geral ou por determinação legal, conforme o art. 3º do Estatuto Social da CCEE.
- **Operador Nacional do Sistema Elétrico – ONS :**

O ONS é uma entidade de direito privado, responsável pela coordenação e controle da operação das instalações de geração e transmissão de energia nos sistemas interligados brasileiros, a partir do Centro Nacional de Operação dos Sistemas e dos centros de operação das supridoras regionais. Integram o ONS empresas de geração, transmissão, distribuição, importadores e exportadores de energia elétrica e consumidores livres, tendo o MME como membro participante, com poder de veto em questões que entrem em conflito com as diretrizes e políticas governamentais para o setor. (ANEEL. 2003,p.14).

Entre suas atribuições, as principais são:

- Planejamento e programação da operação e despacho centralizado da geração, com vistas na otimização dos sistemas eletroenergéticos interligados;
- Supervisão e controle da operação dos sistemas eletroenergéticos nacionais e das interligações internacionais;
- Contratação e administração dos serviços de transmissão de energia elétrica e respectivas condições de acesso; e
- Elaboração de propostas anuais de ampliações e reforços das instalações da Rede Básica de Transmissão.

Figura 2: Instituições do Setor Elétrico Brasileiro



Fonte: [http://www.ccee.org.br/O Setor Elétrico Brasileiro/Histórico](http://www.ccee.org.br/O_Setor_El%C3%A9trico_Brasileiro/Hist%C3%B3rico)

## 4.5 Ambientes de Contratação de Energia

Segundo a *homepage* da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica - CCEE, existem dois ambientes de mercado para a comercialização de energia elétrica que são o Ambiente de Contratação Regulada - ACR e o Ambiente de Contratação Livre - ACL. A CCEE ainda explica, através de sua *homepage*, o seguinte:

A contratação no ACR é formalizada através de contratos bilaterais regulados, denominados Contratos de Comercialização de Energia Elétrica no Ambiente Regulado (CCEAR), celebrados entre Agentes Vendedores (comercializadores, geradores, produtores independentes ou autoprodutores) e Compradores (distribuidores) que participam dos leilões de compra e venda de energia elétrica. Já no ACL há a livre negociação entre os Agentes Geradores, Comercializadores, Consumidores Livres, Importadores e Exportadores de energia, sendo que os acordos de compra e venda de energia são pactuados por meio de contratos bilaterais.

A figura abaixo deixa mais claro o funcionamento da comercialização de energia nos dois ambientes:

Figura 3: Ambientes de Contratação de Energia



Fonte: <http://www.ccee.org.br>

#### 4.5.1 Ambiente de Contratação Regulada

A Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL, em sua resolução normativa nº 206 de 22 de dezembro de 2005, art. 2º parágrafo V, expõe o seguinte:

Ambiente de Contratação Regulada - ACR: segmento do mercado no qual se realizam as operações de compra e venda de energia elétrica entre Agentes Vendedores<sup>7</sup> e Agentes de Distribuição<sup>8</sup>, precedidas de licitação, ressalvados os casos previstos em lei, conforme Regras e Procedimentos de Comercialização específicos;

Segundo CCEE, em seu site, os Agentes de Distribuição de energia elétrica, de acordo com o art. 13 do Decreto nº 5.163/2004, podem adquirir energia das seguintes formas:

- Leilões<sup>9</sup> de compra de energia elétrica proveniente de empreendimentos de geração existentes e de novos empreendimentos de geração.
- Geração distribuída, desde que a contratação seja precedida de chamada pública realizada pelo próprio Agente de Distribuição e com montante limitado a 10% do mercado do distribuidor.
- Usinas que produzem energia elétrica a partir de fontes eólicas, pequenas centrais hidrelétricas e biomassa, contratadas na primeira etapa do Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica - PROINFA.
- Itaipu Binacional.

---

<sup>7</sup> Agente vendedor: Agente de Geração, Agente de Comercialização ou Agente de Importação, que seja habilitado em documento específico para tal fim (*site* da CCEE).

<sup>8</sup> Agente distribuidor: Titular de concessão, permissão ou autorização de serviços e instalações de distribuição para fornecer energia elétrica a consumidor final exclusivamente de forma regulada (*site* da CCEE).

<sup>9</sup> Leilões: Processo licitatório para compra e venda de energia elétrica (*site* da CCEE).

#### 4.5.2 Ambiente de Contratação Livre

A Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL, define Ambiente de Contratação Livre – ACL como “segmento do mercado no qual se realizam as operações de compra e venda de energia elétrica, objeto de contratos bilaterais livremente negociados, conforme Regras e Procedimentos de Comercialização específicos” (Resolução Normativa nº 206 de, art. 2º parágrafo IV).

Participam da ACL, segundo CCEE, em seu site, os Agentes de geração, comercializadores, importadores e exportadores de energia elétrica e consumidores livres.

Com a livre negociação dos contratos bilaterais, se tem flexibilidade para estabelecer a quantidade de energia a ser negociada e o seu valor.

#### 4.6 Pequena Central Hidrelétrica – PCH

De acordo com a resolução da ANEEL 394, de 04/12/98, os aproveitamentos com características de Pequenas Centrais Hidrelétricas são aqueles que tem potência entre 1 MW e 30 MW e área inundada até 3,0 km². A importância deste tipo de empreendimento é colocada da seguinte forma segundo a ANEEL ( 2003, p. 25):

As Pequenas Centrais Hidrelétricas – PCH representam, atualmente, uma forma rápida e eficiente de promover a expansão da oferta de energia elétrica, visando suprir a crescente demanda verificada no mercado nacional. Esse tipo de empreendimento possibilita um melhor atendimento às necessidades de carga de pequenos centros urbanos e regiões rurais, uma vez que, na maioria dos casos, complementa o fornecimento realizado pelo sistema interligado. Por isso, além de simplificar o processo de outorga, o Governo concedeu uma série de benefícios ao empreendedor, para estimular os investimentos.



Como as PCHs são soluções alternativas de energia eficazes, com fonte energética limpa e renovável, para suprir a deficiência do sistema energético nacional, muitos incentivos, como PROINFA e benefícios fiscais, foram estabelecidos no sentido de “melhorar a atratividade econômica e fomentar a implantação de centrais desse porte nas proximidades dos centros de carga, em áreas periféricas ao sistema de transmissão e em pontos marcados pela expansão agrícola, nas 27 Unidades da Federação.”(ANEEL. 2003,p.25).

#### 4.6.1 Vantagens e Benefícios de PCHs

Os incentivos estabelecidos pela ANEEL (2003) para implementação de PCHs abrangem:

- Autorização não-onerosa para explorar o potencial hidráulico<sup>10</sup>;
- Descontos não inferiores a 50% nos encargos de uso dos sistemas de transmissão e distribuição<sup>11</sup>;
- Livre comercialização de energia com consumidores ou conjunto de consumidores reunidos por comunhão de interesses de fato ou de direito, cuja carga seja igual ou superior a 500 kW<sup>12</sup>;
- Livre comercialização de energia com consumidores ou conjunto de consumidores reunidos por comunhão de interesses de fato ou de direito, situados em sistema elétrico isolado, cuja carga seja igual ou superior a 50 kW<sup>13</sup>;
- Isenção relativa à compensação financeira pela utilização de recursos hídricos<sup>14</sup>;

---

<sup>10</sup> Lei nº 9.074, de 7 de julho de 1995, e Lei nº 9.427, de 26 de dezembro de 1996).

<sup>11</sup> Lei nº 10.438, de 26 de abril de 2002; Resolução ANEEL nº 281, de 10 de outubro de 1999; e Resolução ANEEL nº 219, de 23 de abril de 2003).

<sup>12</sup> Lei nº 9.648, de 27 de maio de 1998, e Lei nº 10.438, de 26 de abril de 2002.

<sup>13</sup> Lei nº 10.438, de 26 de abril de 2002.

- Participação no rateio da Conta de Consumo de Combustível – CCC, quando substituir geração térmica a óleo diesel, nos sistemas isolados<sup>15</sup>;
- Isenção de aplicação, anualmente, de no mínimo um por cento da receita operacional líquida em pesquisa e desenvolvimento do setor elétrico – P&D<sup>16</sup>;
- Mecanismo de Realocação de Energia (MRE)<sup>17</sup> para centrais hidrelétricas conectadas ao sistema interligado e não despachadas centralizadamente pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico – ONS<sup>18</sup>.

#### 4.6.2 Riscos Relativos ao Empreendimento

Dos riscos relativos a este tipo de empreendimento, Bonomi e Malvessi (2004) destacam o risco geológico, risco hidrológico, risco arqueológico, riscos de construção e riscos de operação e manutenção.

“O risco geológico na construção de uma usina hidrelétrica consiste no encarecimento das escavações para a construção da barragem devido à presença de algum material ou situação do solo diverso do previsto nas sondagens” (BONOMI e MALVESSI, 2004, p. 126). Sendo assim, algumas características do solo que não foram previstas nos estudos geológicos, podem dificultar as obras civis e conseqüentemente aumentar os custos de implantação do empreendimento.

---

<sup>14</sup> Lei nº 7.990, de 28 de dezembro de 1989, e Lei nº 9.427, de 26 de dezembro de 1996.

<sup>15</sup> Lei nº 10.438, de 26 de abril de 2002.

<sup>16</sup> Lei nº 9.991, de 24 de julho de 2000.

<sup>17</sup> Mecanismo de Realocação de Energia (MRE) – Processo comercial pelo qual geradores hidrelétricos, sob a égide do Mercado Atacadista de Energia (MAE) compartilham, sob o aspecto financeiro, o risco hidrológico no âmbito do sistema interligado. O MAE é um ambiente organizado e regido por regras claramente estabelecidas no qual se processa a compra e venda de energia entre seus participantes, através de contratos bilaterais e de um mercado de curto prazo.

<sup>18</sup> Decreto nº 2.655, de 2 de janeiro de 1998, com a redação dada pelo Decreto nº 3.653, de 7 de novembro de 2000, e Resolução ANEEL nº 169, de 3 de maio de 2001.

Sobre os riscos hidrológicos, os autores fazem a seguinte colocação:

Há riscos hidrológicos para um empreendimento durante a construção e após a construção. Durante a construção, o risco é de vazão superior durante a formação de enseadeiras e de a vazão ser inferior à calculada estatisticamente durante o período comercial. Normalmente, são utilizados bancos de dados sobre o regime das águas ao longo de 50 anos. A capacidade de geração de energia elétrica de uma usina é limitada pela disponibilidade de água, em função do volume armazenado no reservatório e das chuvas. (BONOMI e MALVESSI, 2004, p. 126 - 127)

Como os riscos hidrológicos influenciam diretamente a capacidade de geração de energia, obviamente este risco será refletido à capacidade do empreendimento em gerar receitas.

“O risco arqueológico consiste na descoberta de fósseis e sítios arqueológicos na área da construção ou do reservatório, que pode provocar o atraso na implantação e aumento dos investimentos quando determina modificações no projeto” (BONOMI e MALVESSI, 2004, p. 127).

Nos dois casos, o investidor é prejudicado, uma vez que, ou as entradas de receitas atrasam, ou sua rentabilidade é diminuída em virtude do aumento dos custos de implantação.

Quanto aos riscos de construção, são os riscos que podem ocorrer durante a construção do empreendimento, envolvendo aspectos como capacidade financeira do construtor para finalizar o projeto, atraso para a finalização do projeto, falha do construtor em fazer o que foi garantido no contrato de construção. (BONOMI e MALVESSI, 2004, p. 72-73).

Os riscos de operação e manutenção, conforme Bonomi e Malvessi (2004, p. 127), consistem em:

riscos de acidentes ocorridos durante a operação, risco de danos materiais e/ou pessoais provocados a terceiros, risco de danos causados por atos da

natureza, risco de performance de mão-de-obra dos operadores e risco de perda de resultado em decorrência de acidentes ou greves.

Estes riscos podem ser mitigados sendo previstos nos termos de contrato de Operação e Manutenção entre os proprietários do empreendimento e a empresa contratada para ficar responsável pela operação e manutenção do mesmo.

## **5 AVALIAÇÃO E ANÁLISE ECONÔMICO-FINANCEIRA DA PCH: estudo de caso**

Conforme esclarecido na metodologia do trabalho, a pesquisa realizada visou demonstrar a atratividade do empreendimento através da avaliação e análise econômico-financeira da PCH estudada.

Desta forma, neste capítulo será apresentada a PCH em destaque, e sua avaliação e análise econômico-financeira, bem como a demonstração de sua atratividade.

### **5.1 Caracterização da PCH**

A Pequena Central Hidrelétrica estudada, atualmente em fase de Outorga<sup>19</sup>, está localizada na bacia do rio Paraná, na região Nordeste do Estado de Mato Grosso do Sul.

Os estudos preliminares e projetos do empreendimento foram organizados de acordo com as recomendações da ANEEL - Agência Nacional de Energia Elétrica e da ELETROBRÁS - Centrais Elétricas Brasileiras S.A. Foram também observadas as recomendações dos Órgãos Ambientais competentes.

---

<sup>19</sup> Segundo ANEEL, são consideradas usinas outorgadas aquelas que recebem Ato de Outorga (Concessão, Permissão, Autorização ou Registro) e ainda não iniciaram suas obras.

No projeto do empreendimento, constatou-se que a PCH em questão terá uma potência instalada de 29,00MW, que fornecerá uma energia garantida<sup>20</sup>, ou energia média assegurada, de 18,35 MW e terá uma capacidade garantida<sup>21</sup>, ou fator de capacidade, de 63%.

O estudo em questão foi realizado considerando-se dados técnicos e financeiros que possibilitaram a análise e avaliação econômico-financeira do empreendimento.

## **5.2 Dados Técnicos**

### **5.2.1 Potência Instalada e Energia Média Assegurada**

A PCH estudada possui Potência Instalada de 29 MW.

A Energia Média Assegurada é a energia que será comercializada, ou seja, que irá gerar as receitas para o projeto. O valor da Energia Média Assegurada é pré-estabelecido no projeto básico, que no caso da PCH em questão é de 18,35 MW.

### **5.2.2 Perdas Elétricas**

As perdas nos sistemas elétricos para o agente de geração correspondem à energia perdida desde a sua geração até sua chegada ao agente distribuidor. Com base no histórico de outras PCHs, foi estimado um valor de 3,0 % para as Perdas no Sistema de Transmissão.

---

<sup>20</sup> Segundo Vellutini (2006, p. 40), “a energia garantida determina, com base em dados hidrológicos históricos, o número Máximo de MW que o projeto pode comprometer no âmbito de um contrato de venda de energias de longo prazo”.

<sup>21</sup> Segundo Vellutini (2006, p. 40), “a capacidade garantida leva em consideração as perdas de linha de transmissão e uso de eletricidade pela usina”.

### 5.2.3 Tempo de Produção de Energia

É o número de horas no ano em que estará assegurada a energia de 18,35 MW, ou seja, o Tempo de Produção de Energia = 1 ano = 365 dias = 8760 horas.

### 5.2.4 Tempo de Construção

É o tempo considerado para construção da PCH. O estudo considerou o tempo de dois anos, com base no histórico de outras PCHs.

### 5.2.5 Prazo do Contrato para Venda de Energia

Foi considerado o tempo máximo de 30 anos permitido para Contratos de Comercialização de Energia no Ambiente Regulado (CCEARs), contados do início do suprimento de energia.

### 5.2.6 Fator de Capacidade

Segundo Reis (2003, p. 221), o Fator de Capacidade é definido como a relação entre a produção média e a produção de ponta (ou pico).

Para a PCH analisada a produção média equivale a Energia Média Assegurada e a produção de ponta equivale a Potência Instalada. Neste caso, o Fator de Capacidade é de  $18,35 \text{ MW} / 29 \text{ MW} = 0,63$ .

### **5.3 Dados Financeiros**

#### **5.3.1 Investimento Total**

O Investimento Total do empreendimento foi estimado, com base nos estudos de engenharia, em R\$ 70.493.787,00.

#### **5.3.2 Capital Próprio e de Terceiro**

Para a análise foi considerado o financiamento máximo permitido de 80% do Investimento Total, R\$ 56.395.029,60, de acordo com o BNDES no âmbito do PROINFA I. Desta forma, o Capital Próprio é de 20 % do Investimento Total, ou seja, o valor de R\$ 14.098.757,40.

#### **5.3.3 Inflação**

Para estabelecer o Custo do Capital Próprio Real tomou-se como base o valor do Custo de Capital Próprio Nominal fornecido pela ANEEL, de 16,71 % em 2007. Este valor é calculado pela ANEEL, segundo sua Resolução Normativa Nº 234, p.14, de 31 de outubro de 2006, exposta em seu site, utilizando-se o método do CAPM (Capital Assets Pricing Model), sendo nele já inserido o risco Brasil.



Para a análise foi convertida esta taxa para valores reais com base na meta de inflação estipulada pelo Banco Central, através de sua homepage, de 4,5 % para 2007 e 2008. Desta forma, o valor do Custo de Capital Próprio Real é de 11,68 %.

#### 5.3.4 Tarifa de Venda de Energia

Para o PROINFA I, em Abril de 2004, a ANEEL estabeleceu em R\$ 162,78 o valor da Tarifa Média Nacional de Fornecimento ao Consumidor Final (TMF) dos empreendimentos incluídos no programa. Na época, a TMF era usada como referência no cálculo do preço da energia de PCHs. O PROINFA determinava que o valor de venda da energia desses empreendimentos para as Centrais Elétricas Brasileiras (ELETROBRÁS), corresponderia a, no mínimo, 70% para PCHs.

Para este estudo foi considerada a tarifa de R\$ 135,00 / MWh, correspondente ao preço máximo para submissão de lance de empreendimentos hídricos, estabelecido no Leilão de Fontes Alternativas de Energia Nº 003/2007 da ANEEL, conforme a *homepage* da ANEEL.

#### 5.3.5 Custo de Operação e Manutenção (O&M)

O Custo de Operação e Manutenção foi analisado considerado como custo variável, como ainda não existe um contrato de Operação e Manutenção firmado, foi considerado um valor médio de R\$ 4,50/MWh, o que resulta em um montante anual de R\$ 4,50/MWh x 18,35 MW x 8760 h = R\$ 723.357,00.

### 5.3.6 Tarifas de Uso dos Sistemas de Transmissão e Distribuição

Considerando-se que a PCH analisada deve estar conectada a uma determinada rede de distribuição, para este estudo, além da incidência da Tarifa de Uso do Sistema de Transmissão (TUST), há a incidência da Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição (TUSD).

De acordo com a Resolução ANEEL 281/99, usinas caracterizadas como PCH tem direito a um desconto de no mínimo 50% nas tarifas de uso dos sistemas de transmissão e distribuição.

O Quadro a seguir apresenta os valores integrais estimados para as tarifas, além dos valores anuais, já considerando o desconto previsto de 50%.

Quadro 2: TUST / TUSD

<b>Encargo</b>	<b>Tarifa Integral (R\$/kW-mês)</b>	<b>Valor Anual com Desconto (R\$)</b>
TUSD	2,150	374.100,00
TUST	1,741	302.934,00

Fonte: Dados Primários ANEEL

### 5.3.7 Contribuições, Impostos e Taxas

A seguir são apresentados todos os Impostos e Taxas incidentes em uma Pequena Central Hidrelétrica.

Foi utilizado o critério de tributação com base em Lucro Presumido, previsto para empresas com faturamento de até R\$ 48 milhões/ano, conforme Medida Provisória 66, de 2002.

Quadro 3: Contribuições, impostos e taxas

Item <sup>22</sup>	Alíquota	Base	Legislação
<b>COFINS</b>	3%	Receita Bruta	Lei Complementar 70/91, Lei 9.718/98 e MP 2.158/01
<b>PIS/PASEP</b>	0,65%	Receita Bruta	Leis Complementares 7/70 e 8/70, Lei 9.718/98, MP 2.037/00 e Lei 10.637/02
<b>CPMF</b>	0,38%	Receita Bruta	Lei 9.311/96 e Emenda Constitucional nº 37/02
<b>CSLL</b>	9%	40% sobre a Receita Bruta	Lei 7.689/98, MP 2.158-35/01 e Lei 10.637/02
<b>IR</b>	15%	8% sobre a Receita Bruta	Lei 8.981/95 e Decreto 3.000/99
<b>TFSEE</b>	0,5%	Pot. Inst. x R\$ 306,23/ kW-ano	Lei 9.427/96 Art. 12 e Despacho ANEEL 2268/06

Fonte: Dados Primários ANEEL e Receita Federal.

### 5.3.8 Depreciação

Para realização do estudo, foram considerados os valores das taxas anuais de depreciação de usinas geradoras de energia propostas pela ANEEL, na Res. No 44, de 17 de Março de 1999. Com base nos valores apresentados pela ANEEL, foi utilizada uma taxa

<sup>22</sup> COFINS - Contribuição Para o Financiamento da Seguridade Social.

PIS - Programa de Integração Social.

PASEP - Programa de Formação do Servidor Público.

CPMF - Contribuição Provisória sobre Movimentação ou Transmissão de Valores e de Crédito e Direitos de Natureza Financeira.

CSLL - Contribuição Social Sobre o Lucro Líquido.

IR - Imposto de Renda.

TFSEE - Taxa de Fiscalização de Serviços de Energia Elétrica.

média de depreciação de 3,82 % ao ano. Desta forma, a Depreciação foi considerada como um custo fixo anual.

### 5.3.9 Financiamento BNDES

Como o Programa de Avanço de Crescimento (PAC) do Governo Federal ainda não se encontra em vigência, ou mesmo o Programa de Apoio Financeiro em Fontes Alternativas de Energia Elétrica - Fase II (PROINFA II) da ELETROBRÁS, para a análise foi utilizado o financiamento padrão do BNDES para o PROINFA I, mesmo este não estando mais em vigor desde Dezembro de 2006. Desta forma, foram adotadas as condições de financiamento detalhadas a seguir:

Quadro 4: Condições de Financiamento

<b>Padrão</b>	<b>BNDES</b>
Financiado	80% do Investimento Total
Capital Próprio	20% do Investimento Total
Carência	1º ano isento de juros 6 meses após operação
Amortização	12 anos
Sistema de Amortização	SAC
TJLP	6,5 %
Spread <sup>23</sup> Básico	1 %
Spread de Risco	1,5 %

Fonte: Dados Primários BNDES

<sup>23</sup> O *spread* é a diferença entre o custo de captação dos bancos e a taxa efetiva cobrada dos clientes. Segundo o BNDES, o custo total dos seus empréstimos é composto por TJLP mais *spread* básico mais *spread* de risco. O *spread* básico varia de acordo com o estabelecido nas Políticas Operacionais do Sistema BNDES. O *spread* de risco varia em função do risco de crédito, ou seja, de acordo com a classificação de risco do cliente e é negociado pelo banco com seu cliente.

Para o trabalho em questão, foi considerado os dados do Quadro 4, com exceção do período de carência. Foi considerado uma carência de 2 anos, durante o período de construção. Uma vez que nos Fluxos de Caixa foram considerados períodos anuais, para o estudo não foi considerado a carência de seis meses após o início de operação da PCH.

#### 5.3.10 Seguros

Para o período de operação da usina, foi considerada, com base no histórico de outras PCHs, uma despesa anual com seguros de 0,5% da Receita Operacional Bruta. Isso representa uma despesa anual de R\$ 68.656,56 por ano.

As premissas técnicas e financeiras necessárias à avaliação e análise econômico-financeira da PCH estão listadas abaixo:

Quadro 5: Premissas Técnicas

<b>PREMISSAS TÉCNICAS</b>		
<b>Potência Instalada</b>	29	MW
<b>Energia Média Assegurada</b>	18,35	MW
<b>Perda no Sistema da Transmissão</b>	3%	–
<b>Tempo de Produção de Energia</b>	8760	h/a
<b>Tempo de Construção</b>	2	anos
<b>Prazo do Contrato para Venda de Energia</b>	30	anos
<b>Fator de Capacidade</b>	0,63	–

Quadro 6: Premissas Financeiras

<b>PREMISSAS FINANCEIRAS</b>		
<b>Investimento Total</b>	R\$ 70.493.787,00	–
<b>Capital Próprio</b>	20%	–
<b>Inflação</b>	4,50%	a.a.
<b>Custo de Capital Próprio Nominal (ANEEL)</b>	16,71%	a.a.
<b>Tarifa de Venda de Energia</b>	R\$ 135,00	MWh
<b>Custo O&amp;M</b>	R\$ 723.357,00	ano
<b>TFSEE</b>	R\$ 44.403,35	ano
<b>TUST</b>	R\$ 302.934,00	ano
<b>TUSD</b>	R\$ 374.100,00	ano
<b>COFINS</b>	R\$ 411.939,34	ano
<b>CSLL</b>	R\$ 494.327,21	ano
<b>IR</b>	R\$ 164.775,74	ano
<b>PIS / PASEP</b>	R\$ 89.253,52	ano
<b>CPMF</b>	R\$ 52.178,98	ano
<b>Depreciação Média</b>	R\$ 524.536,09	ano
<b>Taxa de Juros (TJLP + <i>Spread Básico</i> + <i>Spread Risco</i>)</b>	8,50%	a.a.
<b>Sistema de Amortização</b>	SAC	–
<b>Prazo de Amortização</b>	12	anos
<b>Depreciação Média</b>	3,82%	a.a.
<b>Seguros</b>	R\$ 68.656,56	a.a.

#### 5.4 Fluxo de Caixa Econômico

Para a elaboração do Fluxo de Caixa Econômico (FCE) foram considerados todos os custos estimados do empreendimento, considerando as receitas e despesas, descritos a seguir.

##### 5.4.1 Fluxo de Investimento

Para o Fluxo de Investimento considerou-se o Investimento Total aplicado ao empreendimento, sendo dividido igualmente entre os dois anos de construção.

#### 5.4.2 Fluxo Operacional

Para o Fluxo Operacional considerou-se:

- a) Receita Operacional Líquida – resultante da Receita Operacional Bruta (Venda de Energia) descontadas as Deduções Fiscais (PIS/PASEP, COFINS e CPMF);
- b) Lucro Operacional – resultante da Receita Operacional Líquida descontados os Custos e Despesas Operacionais compostos de Custos de Produção (Custos Diretos: O&M e Custos Indiretos: TFSEE, TUSD, TUST e Seguros) e de Despesas Gerais (Despesas Fixas: Depreciação);
- c) Lucro Líquido Após o Imposto de Renda – resultante do Lucro Operacional descontados o Imposto de Renda (IR - Base Lucro Presumido) e a Contribuição Social sobre o Lucro Líquido (CSLL - Base Lucro Presumido);
- d) Fluxo de Caixa Econômico (FCE) – resultante do Lucro Líquido Após o Imposto de Renda adicionada à Depreciação Recuperada.

#### 5.5 Fluxo de Caixa Econômico-Financeiro

O Fluxo de Caixa Econômico-Financeiro resultou do Fluxo de Caixa Econômico (FCE) acrescido do Valor Financiados do investimento e descontadas as Despesas Financeiras Líquidas (Prestações do Financiamento).

## 5.6 Avaliação e Análise do Investimento

Foram considerados os seguintes métodos para a Avaliação do Investimento de capital:

- a) Custo de Capital Próprio Real;
- b) Custo Total de Capital (WACC);
- c) Valor Presente Líquido (VPL);
- d) Taxa Interna de Retorno (TIR);
- e) Período de Payback;
- f) Valor Econômico Agregado (VEA);
- g) Valor Adicionado pelo Mercado (VAM); e
- h) Valor de Mercado (VM).

## 5.7 Análise de Sensibilidade

A Análise de Sensibilidade foi realizada considerando-se três cenários, com diferentes valores da tarifa de venda de energia (R\$/MWh), em função dos seguintes casos:

- a) Caso 1 – Investimento Total estimado, inicialmente nos estudos de engenharia da PCH, no valor de R\$ 70.493.787,00;
- b) Caso 2 – Aumento de 10% no Investimento Total estimado, ou seja, R\$ 77.543.165,70; e
- c) Caso 3 – Aumento de 20% no Investimento Total estimado, ou seja, R\$ 84.592.544,40.



Para cada cenário de tarifa de energia, foram analisadas as variações do Lucro Líquido Anual, do VPL, da TIR, do Payback e da VAM.

As variações da tarifa de venda energia e do custo do Investimento Total justificam-se pelo fato da possibilidade do aumento destes valores uma vez que a PCH estudada estará em operação no mínimo após dois anos, após o início de sua implementação.

#### 5.7.1 Cenário Pessimista

Neste cenário considerou-se a tarifa de R\$ 135,00 / MWh, correspondente ao preço máximo para submissão de lance de empreendimentos hídricos, estabelecido no Leilão de Fontes Alternativas de Energia Nº 003/2007 da ANEEL, realizado em 24/05/2007.

#### 5.7.2 Cenário Realista

Neste cenário considerou-se um aumento de 10% sobre a tarifa de R\$ 135,00 / MWh, ou seja, R\$ 148,50 / MWh.

#### 5.7.3 Cenário Otimista

Neste cenário considerou-se um aumento de 20% sobre a tarifa de R\$ 135,00 / MWh, ou seja, R\$ 162,00 / MWh.

## **5.8 Demonstração dos Resultados**

São demonstradas as planilhas de cálculos da avaliação e análise econômico-financeira realizados no software Microsoft Excel, considerando a simulação para os valores das premissas dos Quadros 5 e 6 do item 6.3.

Para as planilhas de análise de sensibilidade foram utilizadas as considerações descritas no item 6.7.

## 5.8.1 Fluxo de Caixa Econômico (FCE)

<b>FLUXO DE CAIXA ECONÔMICO (FCE)</b>					
<b>Moeda Constante (R\$)</b>					
<b>Sequência</b>	<b>-1</b>	<b>0</b>	<b>1</b>	<b>2</b>	<b>3</b>
<b>Ano</b>	<b>2008</b>	<b>2009</b>	<b>2010</b>	<b>2011</b>	<b>2012</b>
<b><u>FLUXO DE INVESTIMENTO</u></b>					
<b>(-) Investimento Total</b>	<b>(35.246.893,50)</b>	<b>(35.246.893,50)</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>
<b><u>FLUXO OPERACIONAL</u></b>					
<b>(+) RECEITA OPERACIONAL BRUTA</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>13.731.311,33</b>	<b>13.731.311,33</b>	<b>13.731.311,33</b>
Venda de Energia	-	-	13.731.311,33	13.731.311,33	13.731.311,33
Outras Receitas	-	-	-	-	-
<b>(-) Deduções:</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>553.371,85</b>	<b>553.371,85</b>	<b>553.371,85</b>
PIS / PASEP	-	-	89.253,52	89.253,52	89.253,52
COFINS	-	-	411.939,34	411.939,34	411.939,34
CPMF	-	-	52.178,98	52.178,98	52.178,98
<b>(=) RECEITA OPERACIONAL LÍQUIDA</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>13.177.939,48</b>	<b>13.177.939,48</b>	<b>13.177.939,48</b>
<b>(-) Custos e Despesas Operacionais:</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>4.206.313,57</b>	<b>4.206.313,57</b>	<b>4.206.313,57</b>
<b>Custos de Produção</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>1.513.450,91</b>	<b>1.513.450,91</b>	<b>1.513.450,91</b>
Custos Diretos	-	-	723.357,00	723.357,00	723.357,00
O&M	-	-	723.357,00	723.357,00	723.357,00
Custos Indiretos	-	-	790.093,91	790.093,91	790.093,91
TFSEE	-	-	44.403,35	44.403,35	44.403,35
TUSD	-	-	374.100,00	374.100,00	374.100,00
TUST	-	-	302.934,00	302.934,00	302.934,00
Seguros	-	-	68.656,56	68.656,56	68.656,56
<b>Despesas Gerais</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>2.692.862,66</b>	<b>2.692.862,66</b>	<b>2.692.862,66</b>
Despesas Fixas	-	-	2.692.862,66	2.692.862,66	2.692.862,66
Depreciação	-	-	2.692.862,66	2.692.862,66	2.692.862,66
<b>(=) LUCRO OPERACIONAL (LL antes IR/CSLL)</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>8.971.625,91</b>	<b>8.971.625,91</b>	<b>8.971.625,91</b>
(-) IR - Base Lucro Presumido	-	-	164.775,74	164.775,74	164.775,74
(-) CSLL - Base Lucro Presumido	-	-	494.327,21	494.327,21	494.327,21
<b>(=) LUCRO LÍQUIDO APÓS IR</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>8.312.522,97</b>	<b>8.312.522,97</b>	<b>8.312.522,97</b>
(+) Depreciação	-	-	2.692.862,66	2.692.862,66	2.692.862,66
<b>FLUXO DE CAIXA ECONÔMICO (FCE)</b>	<b>(35.246.893,50)</b>	<b>(35.246.893,50)</b>	<b>11.005.385,63</b>	<b>11.005.385,63</b>	<b>11.005.385,63</b>







## 5.8.2 Financiamento

Valor Financiado (VF)	R\$ 56.395.029,60
Taxa de juros (a.a)	8,50%
N (anos)	12

RACIOCÍNIO EMPREGADO		
Período de Construção	ENTRADAS	SALDO DEVEDOR
1º ano de obra	50% de VF	R\$ 28.197.514,80
2º ano de obra	50% de VF + Juros de (1)	R\$ 30.594.303,56

Períodos (N)	Saldo Inicial	Juros	Amortização	Prestações	Saldo Devedor
1º ano de obra	R\$ 28.197.514,80	-	-	-	-
2º ano de obra	R\$ 28.197.514,80	R\$ 2.396.788,76	-	-	R\$ 56.395.029,60
1	R\$ 56.395.029,60	R\$ 7.190.366,27	R\$ 4.699.585,80	R\$ 11.889.952,07	R\$ 51.695.443,80
2	R\$ 51.695.443,80	R\$ 4.394.112,72	R\$ 4.699.585,80	R\$ 9.093.698,52	R\$ 46.995.858,00
3	R\$ 46.995.858,00	R\$ 3.994.647,93	R\$ 4.699.585,80	R\$ 8.694.233,73	R\$ 42.296.272,20
4	R\$ 42.296.272,20	R\$ 3.595.183,14	R\$ 4.699.585,80	R\$ 8.294.768,94	R\$ 37.596.686,40
5	R\$ 37.596.686,40	R\$ 3.195.718,34	R\$ 4.699.585,80	R\$ 7.895.304,14	R\$ 32.897.100,60
6	R\$ 32.897.100,60	R\$ 2.796.253,55	R\$ 4.699.585,80	R\$ 7.495.839,35	R\$ 28.197.514,80
7	R\$ 28.197.514,80	R\$ 2.396.788,76	R\$ 4.699.585,80	R\$ 7.096.374,56	R\$ 23.497.929,00
8	R\$ 23.497.929,00	R\$ 1.997.323,97	R\$ 4.699.585,80	R\$ 6.696.909,77	R\$ 18.798.343,20
9	R\$ 18.798.343,20	R\$ 1.597.859,17	R\$ 4.699.585,80	R\$ 6.297.444,97	R\$ 14.098.757,40
10	R\$ 14.098.757,40	R\$ 1.198.394,38	R\$ 4.699.585,80	R\$ 5.897.980,18	R\$ 9.399.171,60
11	R\$ 9.399.171,60	R\$ 798.929,59	R\$ 4.699.585,80	R\$ 5.498.515,39	R\$ 4.699.585,80
12	R\$ 4.699.585,80	R\$ 399.464,79	R\$ 4.699.585,80	R\$ 5.099.050,59	R\$ 0,00

OBS:

- 1) Carência de Pagamento de Juros = 1 ano;
- 2) Carência de Pagamento de Prestações do Financiamento = 2 anos;

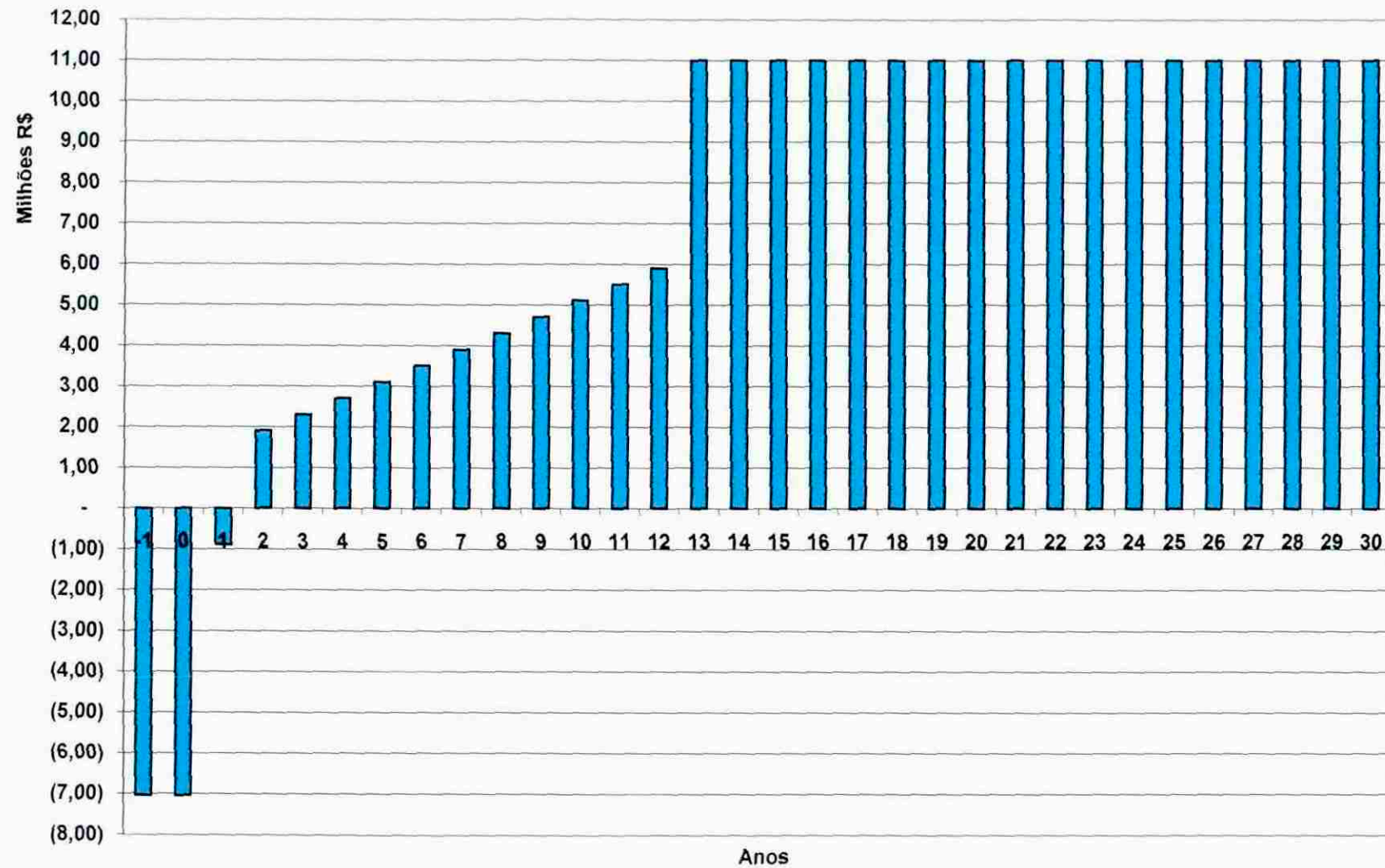




[illegible]

#### 5.8.4 Gráfico demonstrativo do Fluxo de Caixa Econômico-Financeiro (FCEF)

Gráfico 1: Fluxo de Caixa Econômico-Financeiro (FCEF)



## 5.8.5 Avaliação e Análise demonstrados

Quadro 7: Avaliação e Análise do Investimento

<b>Avaliação do Investimento de Capital</b>	
<b>Custo de Capital Próprio Real</b>	<b>11,68%</b>
<b>Custo Total de Capital (WACC)</b>	<b>9,14%</b>
<b>Valor Presente Líquido (VPL FCE)</b>	<b>R\$ 31.898.029,00</b>
<b>Valor Presente Líquido (VPL FCEF)</b>	<b>R\$ 38.200.984,89</b>
<b>Taxa Interna de Retorno do Fluxo de Caixa Econômico (TIR FCE)</b>	<b>14,31%</b>
<b>Taxa Interna de Retorno do Fluxo de Caixa Econômico-Financeiro (TIR FCEF)</b>	<b>20,91%</b>
<b>Período de <i>Payback</i></b>	<b>6</b>
<b>Valor Econômico Agregado (VEA)</b>	<b>R\$ 1.871.616,96</b>
<b>Valor Adicionado pelo Mercado (VAM)</b>	<b>R\$ 20.484.286,95</b>
<b>Tarifa de Equilíbrio</b>	<b>R\$ 73,66</b>

O quadro acima que considerou o valor da Tarifa de Venda de Energia de R\$ 135,00 / MWh e Investimento Total de R\$ 70.493.787,00, de acordo com as premissas expostas nos Quadros 5 e 6 apresenta os seguintes indicadores econômico-financeiros:

- O VPL, calculado sobre o Fluxo de Caixa Econômico, é positivo;
- O VPL, calculado sobre o Fluxo de Caixa Econômico-Financeiro, é positivo;
- A TIR, calculada sobre o Fluxo de Caixa Econômico, é de 14,31 %, sendo superior ao Custo Total de Capital (WACC) de 9,14 % ao ano;

- A TIR, calculada sobre o Fluxo de Caixa Econômico-Financeiro, é de 20,91 %, sendo superior ao Custo de Capital Próprio de 11,68 % ao ano;
- O período de Payback, calculado sobre o Fluxo de Caixa Econômico, é de 6 anos, sendo portanto 20 % do prazo do contrato de venda de energia;
- O Valor Econômico Agregado (VEA) é positivo, sendo de R\$ 1.871.616,96 ao ano;
- O Valor Adicionado pelo Mercado (VAM) é de R\$ 20.484.286,95 ao ano;
- A Tarifa de Equilíbrio, calculada sobre o Fluxo de Caixa Econômico-Financeiro, é de R\$ 73,66, sendo, portanto, 54,5 % do valor de R\$ 135,00 / MWh.

### 5.8.6 Análise de Sensibilidade

A Análise de Sensibilidade nos três cenários analisados consideram a influência do aumento do investimento no empreendimento, de acordo com o exposto nos Quadros 8, 9 e 10.

Quadro 8: Cenário Pessimista

Cenário Pessimista - Tarifa R\$ 135,00 / MWh								
Caso	Investimento (10 <sup>3</sup> R\$)	Lucro Líquido Anual (10 <sup>3</sup> R\$)	VPL FCE (10 <sup>3</sup> R\$)	VPL FCEF (10 <sup>3</sup> R\$)	TIR FCE (% a.a)	TIR FCEF (% a.a)	Payback (anos)	VAM (10 <sup>3</sup> R\$)
1	70.493,79	8.312,52	31.898,03	38.200,98	14,31	20,91	6	20.484,29
2	77.543,17	8.043,24	25.709,20	31.974,31	12,99	17,58	7	10.487,65
3	84.592,54	7.773,95	19.520,37	25.747,63	11,86	14,99	8	491,01

Quadro 9: Cenário Realista

Cenário Realista - Tarifa R\$ 148,50 / MWh								
Caso	Investimento (10 <sup>3</sup> R\$)	Lucro Líquido Anual (10 <sup>3</sup> R\$)	VPL (10 <sup>3</sup> R\$)	VPL FCEF (10 <sup>3</sup> R\$)	TIR FCE (% a.a)	TIR FCEF (% a.a)	Payback (anos)	VAM (10 <sup>3</sup> R\$)
1	70.493,79	9.557,54	42.507,90	49.566,71	15,91	25,41	6	34.110,64
2	77.543,17	9.288,25	36.319,07	43.340,03	14,48	21,37	6	24.114,00
3	84.592,54	9.018,97	30.130,23	37.113,35	13,26	18,24	7	14.117,36

Quadro 10: Cenário Otimista

Cenário Otimista - Tarifa R\$ 162,00 / MWh								
Caso	Investimento (10 <sup>3</sup> R\$)	Lucro Líquido Anual (10 <sup>3</sup> R\$)	VPL (10 <sup>3</sup> R\$)	VPL FCEF (10 <sup>3</sup> R\$)	TIR FCE (% a.a)	TIR FCEF (% a.a)	Payback (anos)	VAM (10 <sup>3</sup> R\$)
1	70.493,79	10.802,56	53.117,76	60.932,43	17,47	30,22	5	47.736,99
2	77.543,17	10.533,27	46.928,93	54.705,75	15,93	25,47	6	37.740,35
3	84.592,54	10.263,99	40.740,10	48.479,08	14,62	21,75	6	27.743,71

Quadro 11: Caso 1 – Variação da TIR FCE, TIR FCEF e VAM

<b>Caso 1 - Investimento = R\$ 70.493.787,00</b>			
<b>Tarifa</b> <b>(R\$ / MWh)</b>	<b>TIR FCE</b> <b>(% a.a)</b>	<b>TIR FCEF</b> <b>(% a.a)</b>	<b>VAM</b> <b>(10<sup>3</sup> R\$)</b>
135,00	14,31	20,91	20.484,29
148,50	15,91	25,41	34.110,64
162,00	17,47	30,22	47.736,99

Quadro 12: Caso 2 – Variação da TIR FCE, TIR FCEF e VAM

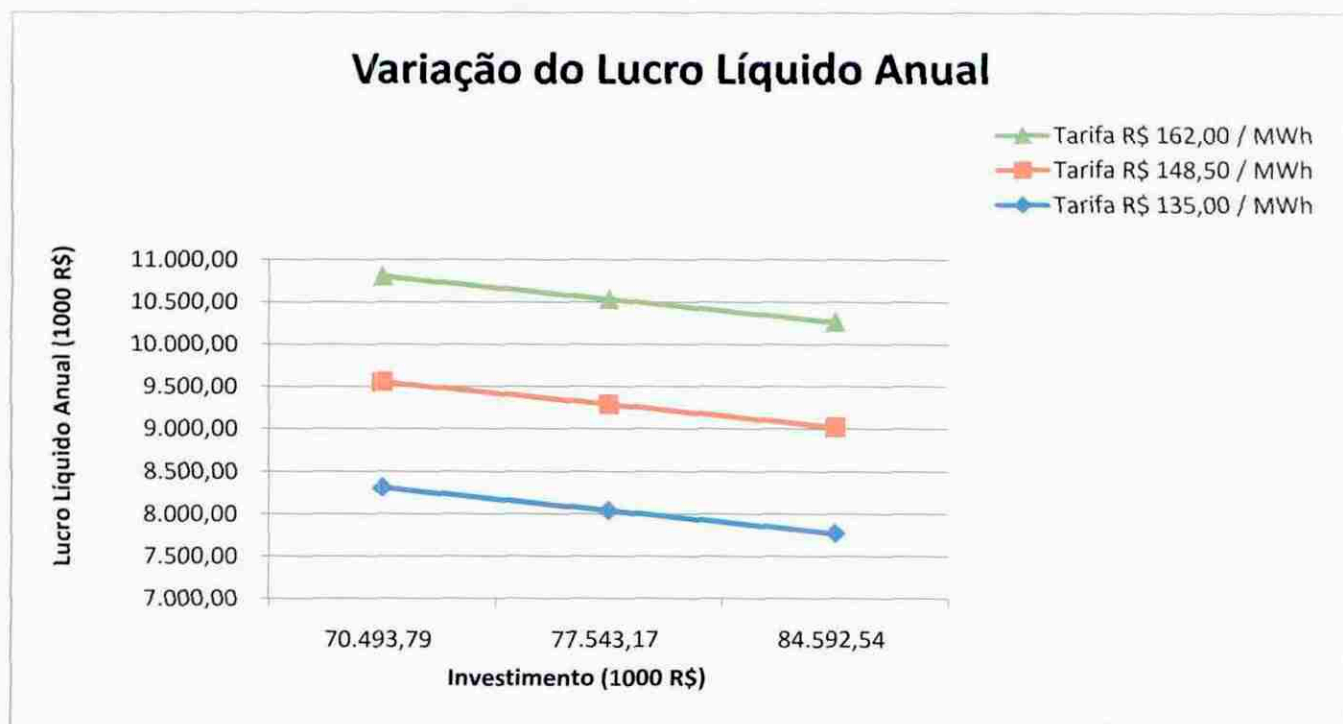
<b>Caso 2 - Investimento = R\$ 77.543.165,70</b>			
<b>Tarifa</b> <b>(R\$ / MWh)</b>	<b>TIR FCE</b> <b>(% a.a)</b>	<b>TIR FCEF</b> <b>(% a.a)</b>	<b>VAM</b> <b>(10<sup>3</sup> R\$)</b>
135,00	12,99	17,58	10.487,65
148,50	14,48	21,37	24.114,00
162,00	15,93	25,47	37.740,35

Quadro 13: Caso 3 – Variação da TIR FCE, TIR FCEF e VAM

<b>Caso 3 - Investimento = R\$ 84.592.544,40</b>			
<b>Tarifa</b> <b>(R\$ / MWh)</b>	<b>TIR FCE</b> <b>(% a.a)</b>	<b>TIR FCEF</b> <b>(% a.a)</b>	<b>VAM</b> <b>(10<sup>3</sup> R\$)</b>
135,00	11,86	14,99	491,01
148,50	13,26	18,24	14.117,36
162,00	14,62	21,75	27.743,71

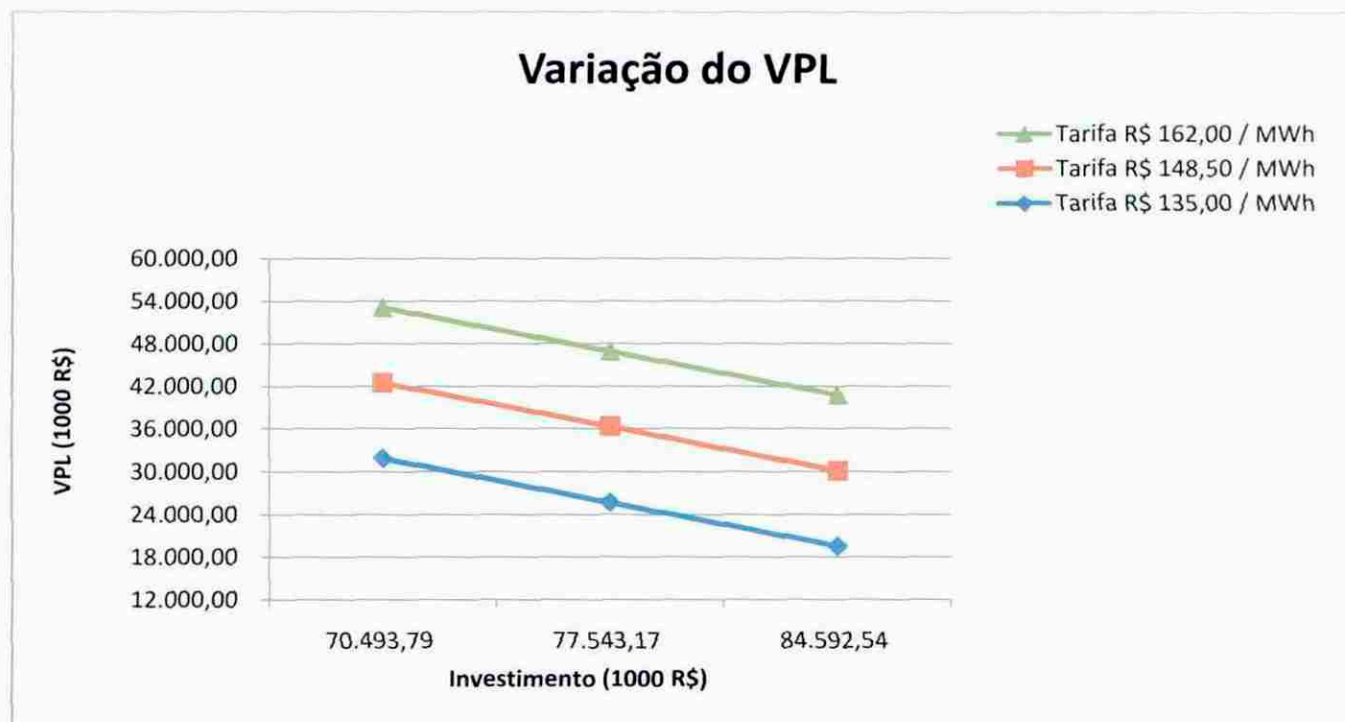
## 5.8.7 Gráficos da Análise de Sensibilidade

Gráfico 2: Lucro Líquido Anual



Observa-se no Gráfico 2 a mesma tendência de diminuição do Lucro Líquido Anual, a uma taxa decrescente de 0,038 [1.000 R\$ / 1.000 R\$], a medida que se aumenta o Investimento Total. Ou seja, cada R\$ 1.000,00 de aumento no Investimento Total, resulta na diminuição de R\$ 38,00 no Lucro Líquido Anual;

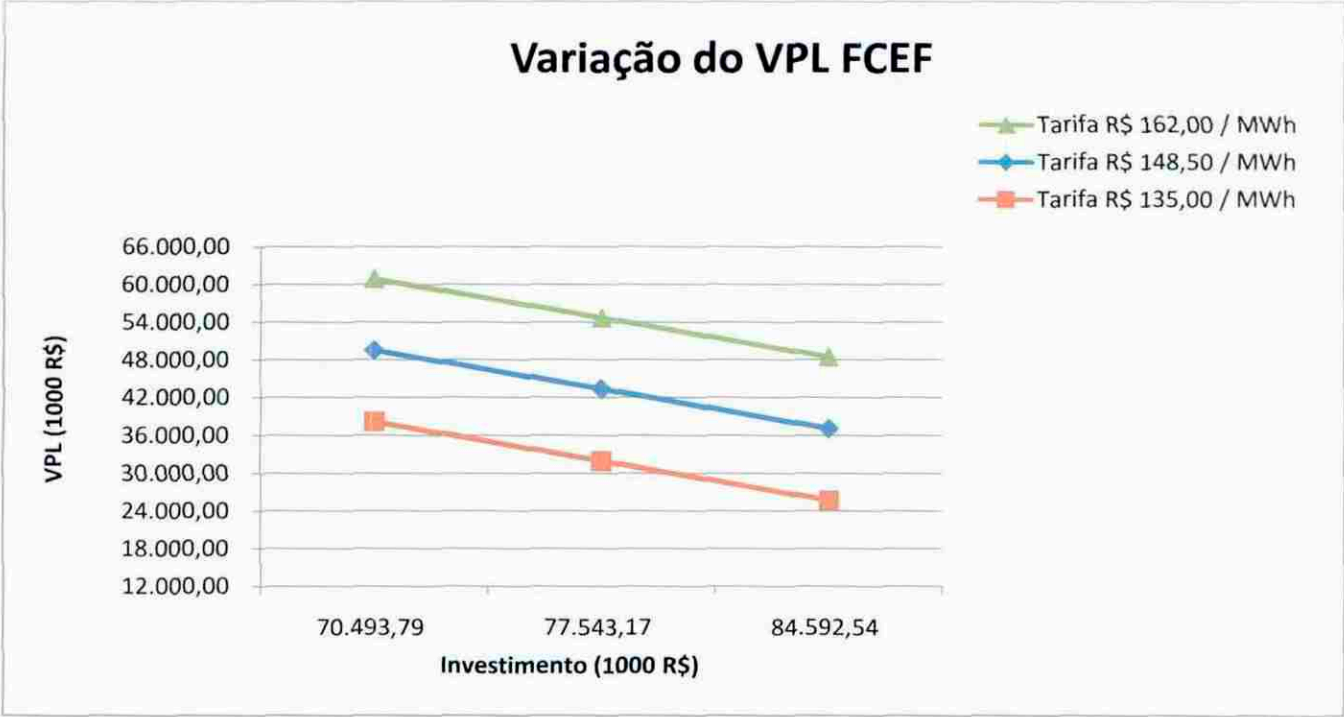
Gráfico 3: Valor Presente Líquido – VPL



Observa-se no Gráfico 3 a mesma tendência de diminuição do VPL FCE, a uma taxa decrescente de 0,878 [1.000 R\$ / 1.000 R\$], a medida que se aumenta o Investimento Total. Ou seja, cada R\$ 1.000,00 de aumento no Investimento Total, resulta na diminuição de R\$ 878,00 no VPL FCE;

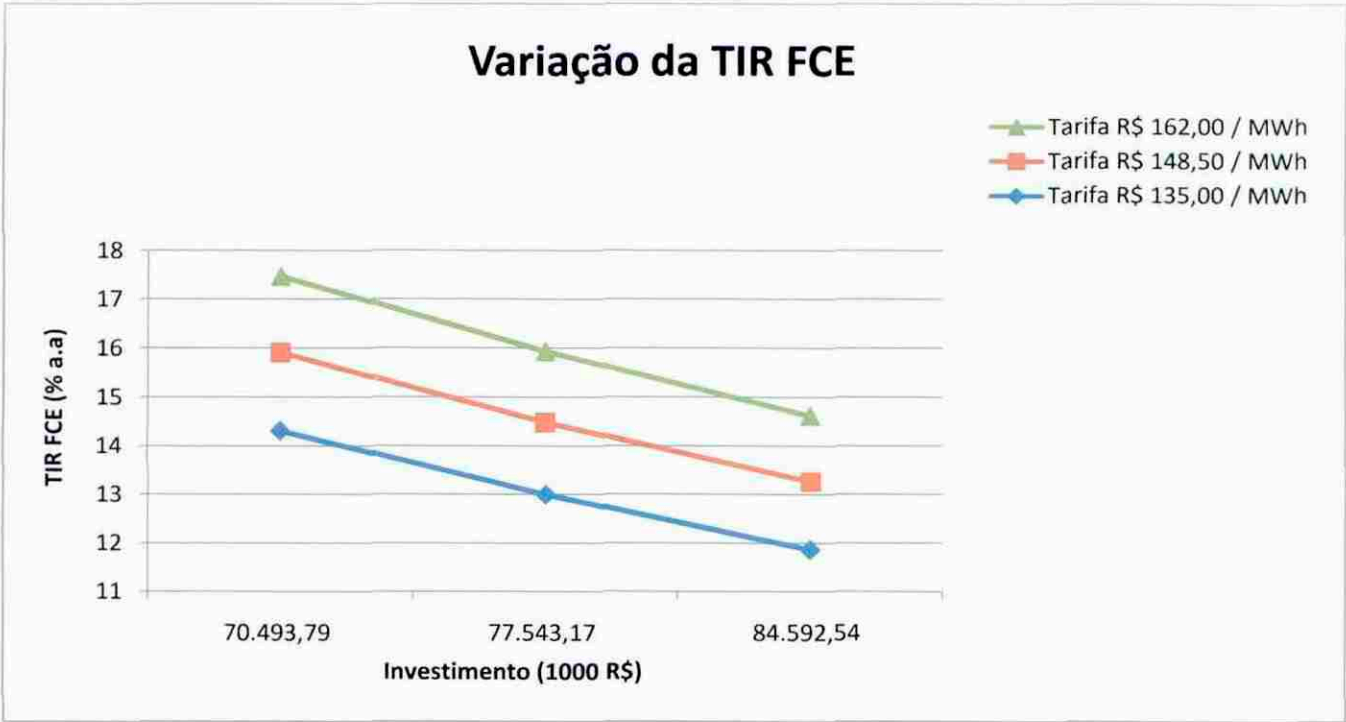


Gráfico 4: VPL FCEF



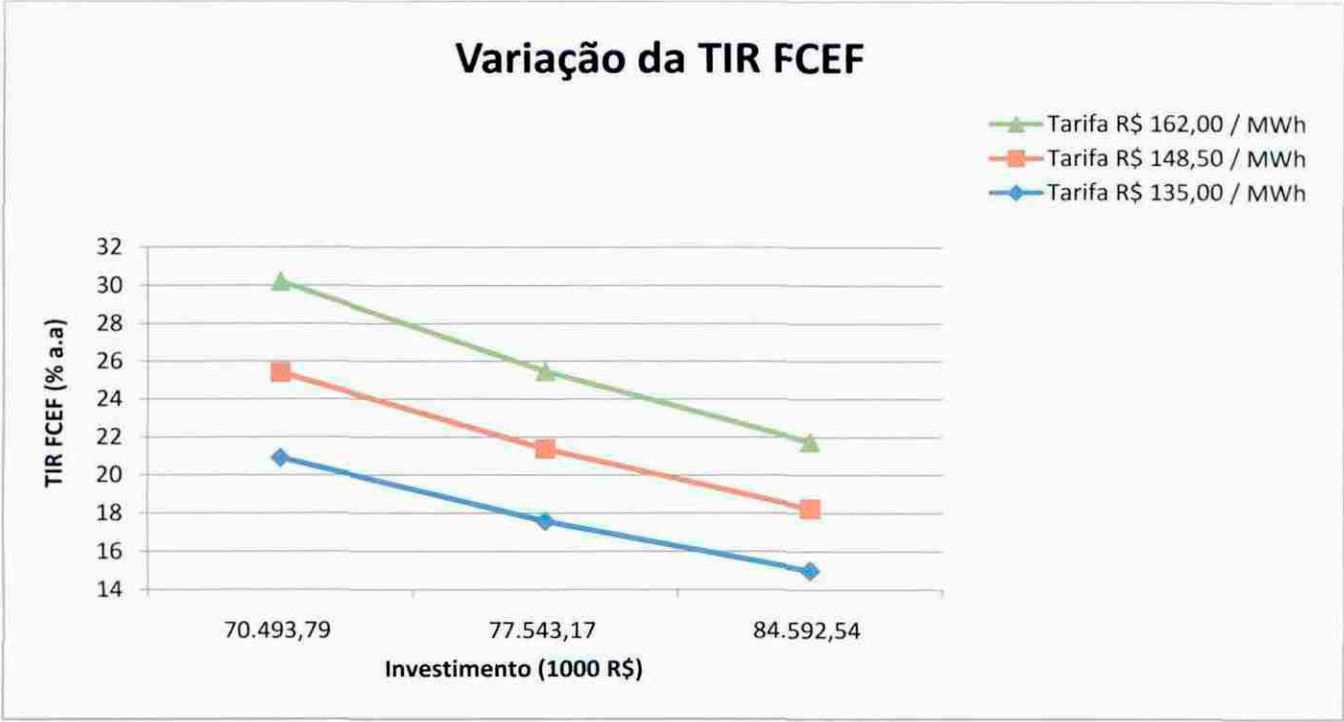
Observa-se no Gráfico 4 a mesma tendência de diminuição do VPL FCEF, a uma taxa decrescente de 0,883 [1.000 R\$ / 1.000 R\$], a medida que se aumenta o Investimento Total. Ou seja, cada R\$ 1.000,00 de aumento no Investimento Total, resulta na diminuição de R\$ 883,00 no VPL FCEF;

Gráfico 5: TIR FCE



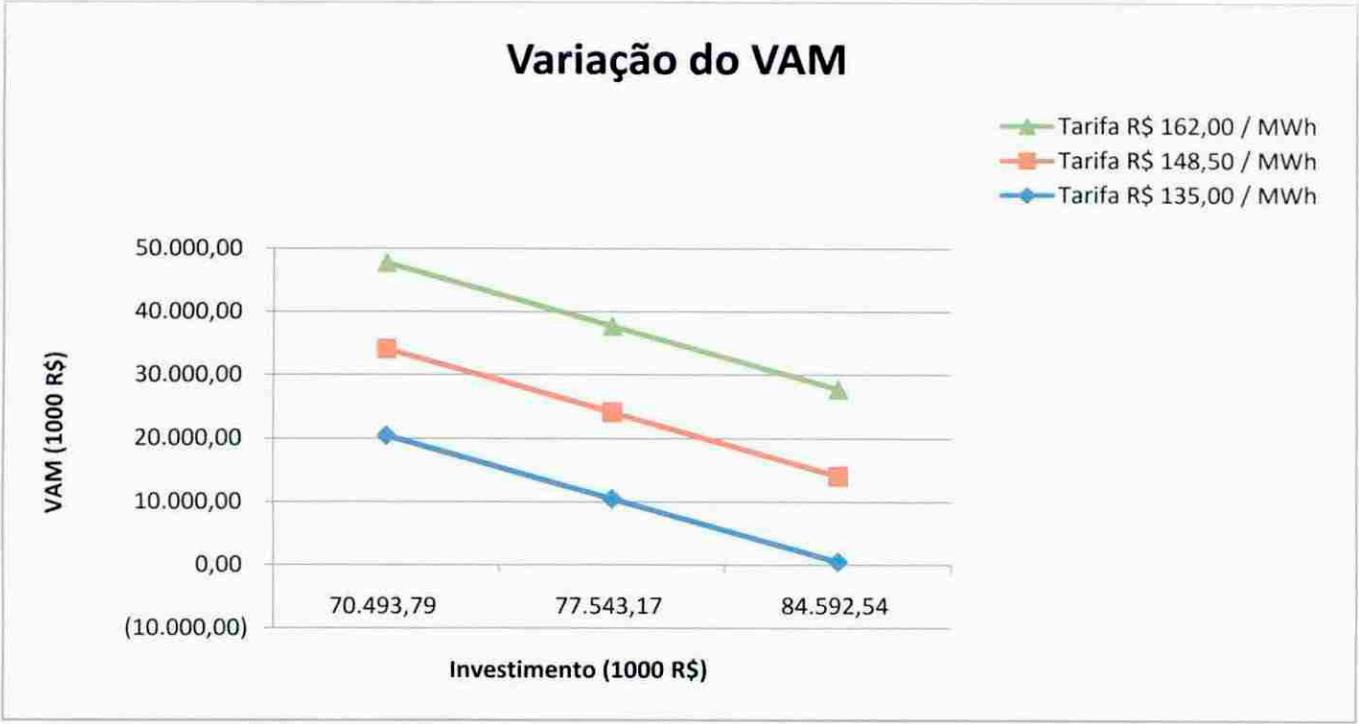
Observa-se no Gráfico 5 a mesma tendência de diminuição da TIR FCE, a uma taxa decrescente aproximada de 0,0002 [% a.a / 1.000 R\$], a medida que se aumenta o Investimento Total. Ou seja, cada R\$ 1.000,00 de aumento no Investimento Total, resulta na diminuição de 0,0002 % ao ano na TIR FCE;

Gráfico 6: TIR FCEF



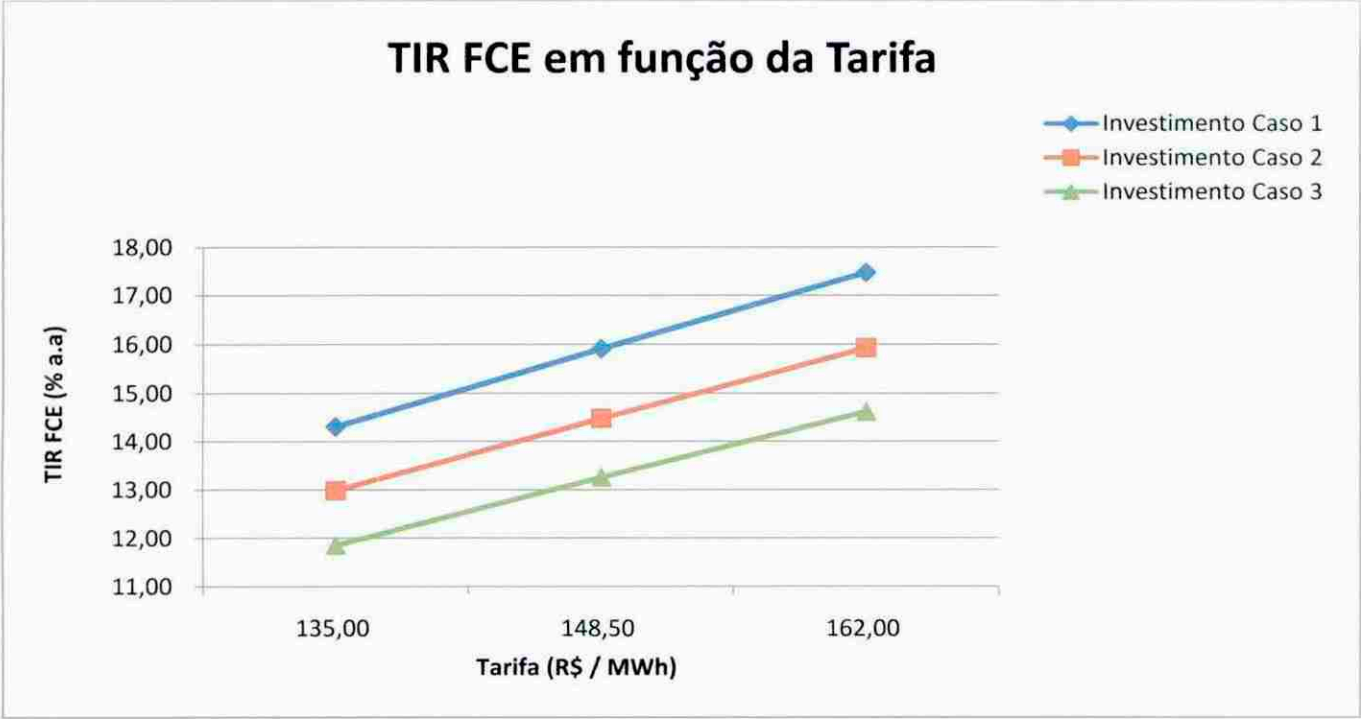
Observa-se no Gráfico 6 a mesma tendência de diminuição da TIR FCEF, a uma taxa decrescente aproximada de 0,0006 [% a.a / 1.000 R\$], a medida que se aumenta o Investimento Total. Ou seja, cada R\$ 1.000,00 de aumento no Investimento Total, resulta na diminuição de 0,0006 % ao ano na TIR FCEF;

Gráfico 7: VAM



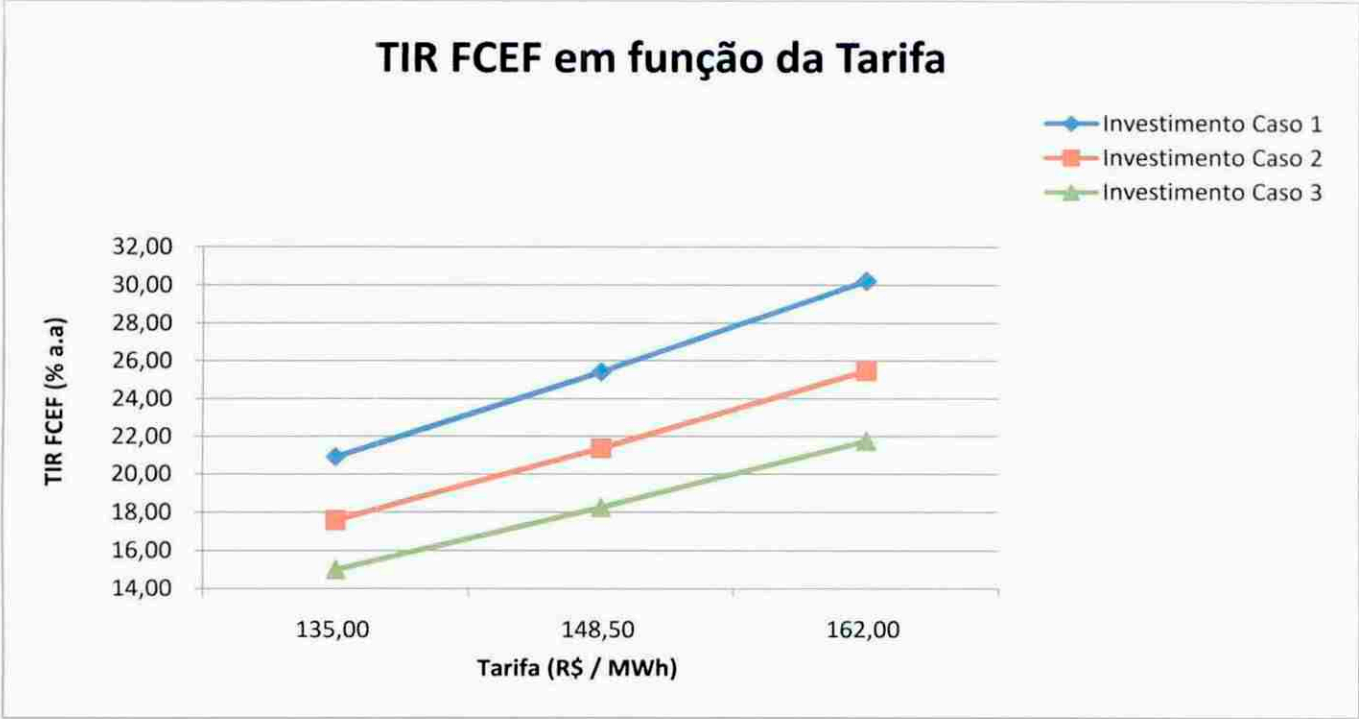
Observa-se no Gráfico 7 a mesma tendência de diminuição do VAM, a uma taxa decrescente aproximada de 1,418 [1.000 R\$ / 1.000 R\$], a medida que se aumenta o Investimento Total. Ou seja, cada R\$ 1.000,00 de aumento no Investimento Total, resulta na diminuição de R\$ 1.418,00 no VAM.

Gráfico 8: TIR FCE em função da Tarifa



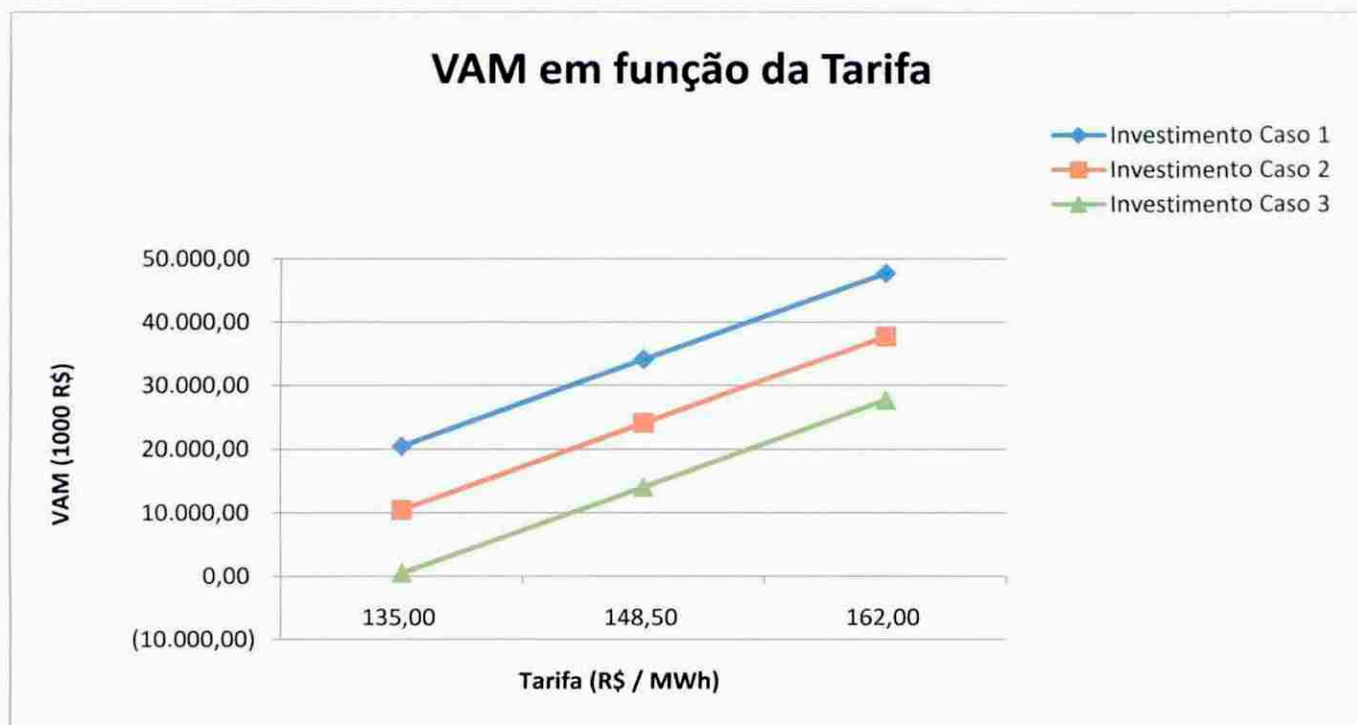
Observa-se no Gráfico 8 a mesma tendência de aumento da TIR FCE, a uma taxa crescente de 0,117 [% a.a / (R\$/MWh)], a medida que se aumenta a Tarifa de Venda de Energia. Ou seja, cada R\$ 1,00 / MWh de aumento na Tarifa de Venda de Energia, resulta no aumento de 0,117 % ao ano na TIR FCE;

Gráfico 9: TIR FCEF em função da Tarifa



Observa-se no Gráfico 9 a mesma tendência de aumento da TIR FCEF, a uma taxa crescente de 0,345 [% a.a / (R\$/MWh)], a medida que se aumenta a Tarifa de Venda de Energia. Ou seja, cada R\$ 1,00 / MWh de aumento na Tarifa de Venda de Energia, resulta no aumento de 0,345 % ao ano na TIR FCEF;

Gráfico 10: VAM em função da Tarifa



Observa-se no Gráfico 10 a mesma tendência de aumento do VAM, a uma taxa crescente de 1.009,359 [1.000 R\$ / (R\$/MWh)], a medida que se aumenta a Tarifa de Venda de Energia. Ou seja, cada R\$ 1,00 / MWh de aumento na Tarifa de Venda de Energia, resulta no aumento de R\$ 1.009.359,00 no VAM.

## **6 CONSIDERAÇÕES FINAIS**

### **6.1 Conclusões**

Este trabalho teve como principal objetivo demonstrar, através da avaliação econômica e análise da viabilidade econômico-financeira, a atratividade da PCH estudada. Para alcançar este objetivo, o estudo analisou primeiramente as principais características do Setor Elétrico Brasileiro no contexto referente a Pequenas Centrais Hidrelétricas.

No novo modelo do setor elétrico brasileiro, identificaram-se grandes oportunidades para investimento nos empreendimentos de geração de energia elétrica caracterizados como Pequenas Centrais Hidrelétricas. As PCHs são mais fáceis de projetar e construir, mais econômicas e ambientalmente mais adequadas às realidades do país, portanto, mais fáceis de implementar comparadas aos grandes empreendimentos hidrelétricos. Além disso, contam com maiores chances de se viabilizarem junto aos órgãos governamentais responsáveis pela aprovação e junto aos empreendedores que desejam investir no mercado de energia elétrica.

Em um segundo momento, foram utilizadas as principais características da PCH estudada como premissas técnicas, que possibilitaram o desenvolvimento da avaliação econômica e análise da viabilidade econômico-financeira do empreendimento e a constatação da atratividade do mesmo.

No estudo de caso, para uma Tarifa de Venda de Energia de R\$ 135,00 / MWh e um Investimento Total de R\$ 70.493.787,00, observou-se que todos os métodos de avaliação e



análise apresentados, VPL, TIR, *Payback*, VEA e VAM, apresentaram resultados positivos quanto aos critérios de aceitação para investimento no empreendimento.

O Valor Presente Líquido calculado sobre o Fluxo de Caixa Econômico é positivo, o que demonstra o potencial do projeto em gerar renda econômica suficiente para remunerar adequadamente o capital empregado. Bem como, um Valor Presente Líquido calculado sobre o Fluxo de Caixa Econômico-Financeiro positivo, o que demonstra a capacidade do projeto em gerar renda suficiente para pagar também os compromissos assumidos no financiamento.

A Taxa Interna de Retorno calculada sobre o Fluxo de Caixa Econômico demonstra que o projeto é viável do ponto de vista econômico. Desta forma, ele é intrinsecamente bom para o investimento, uma vez que esta taxa é maior que o Custo Total de Capital ( $14,31\% > 9,14\%$ ).

O projeto também se mostra viável do ponto de vista do Capital Próprio, uma vez que a Taxa Interna de Retorno calculada sobre o Fluxo de Caixa Econômico-Financeiro é maior que o Custo do Capital Próprio, ou seja, maior do que o retorno mínimo exigido pelos detentores do capital próprio ( $20,91\% > 11,68\%$ ).

O tempo de retorno do investimento inicial é de 20 % (6 anos) do prazo do contrato de venda de energia.

O estudo demonstra que o empreendimento é atrativo para aplicações de recursos financeiros, uma vez que cria valor econômico (VEA = R\$ 1.871.616,96 ao ano) e, conseqüentemente, aumenta a riqueza do detentor do capital próprio (VAM = R\$ 20.484.286,95).

O Valor da Tarifa de Venda de Energia (R\$ 135,00 / MWh) é favorável ao investimento, pois é 183 % superior ao valor da tarifa que equilibra todas as receitas e custos envolvidos (R\$ 73,66 / MWh), inclusive os de financiamento, durante o período de contrato de venda de energia.

A Análise de Sensibilidade demonstra que o aumento do Investimento Total do projeto diminui o Lucro Líquido Anual, o Valor Presente Líquido dos Fluxos de Caixa Econômico e Econômico-Financeiro, a Taxa Interna de Retorno dos Fluxos de Caixa Econômico e Econômico-Financeiro e o Valor Adicionado pelo Mercado.

Além disso, a Análise de Sensibilidade demonstra que o aumento da tarifa de venda de energia do projeto aumenta a Taxa Interna de Retorno dos Fluxos de Caixa Econômico e Econômico-Financeiro e o Valor Adicionado pelo Mercado.

Conclui-se que mesmo para o Caso 3 (Investimento Total = R\$ 84.592.544,40) do Cenário Pessimista (R\$ 135,00 / MWh) os métodos de avaliação indicam valores de aprovação para investimento no projeto. Assim, constata-se que, para quaisquer dos cenários analisados, o empreendimento apresenta-se atrativo.

## **6.2 Recomendações**

Por fim, sugere-se, para estudos futuros, uma abordagem mais aprofundada do mercado de energia elétrica e das etapas necessárias a implementação de uma Pequena Central Hidrelétrica, com os diversos aspectos legais envolvidos.

## 7 REFERÊNCIAS

ANEEL, Agência Nacional de Energia Elétrica. **Guia do empreendedor de pequenas centrais hidrelétricas**. Brasília. ANEEL, 2003.

ANEEL, Agência Nacional de Energia Elétrica. Disponível em: <[www.bcb.gov.br](http://www.bcb.gov.br)>. Acesso em: 15 maio 2007.

ASSAF NETO, Alexandre. **Finanças corporativas e valor**. São Paulo: Atlas, 2003.

ASSEF, Roberto. **Guia prático de administração financeira: pequenas e médias empresas**. 6. ed. Rio de Janeiro: Campus, 2002.

BCB, Banco Central do Brasil. Disponível em: <[www.aneel.gov.br](http://www.aneel.gov.br)>. Acesso em: 17 maio 2007.

BNDES, Banco Nacional do Desenvolvimento Econômico e Social. Disponível em:<[www.bndes.gov.br](http://www.bndes.gov.br)>. Acesso em 20 de abril de 2007.

BONOMI, Cláudio A.; MALVESSI, Oscar. **Project Finance no Brasil: fundamentos e estudos de caso**. 2ª ed. São Paulo: Atlas, 2004.

CASAROTTO FILHO, Nelson; KOPITKE, Bruno Hartmut. **Análise de investimentos: matemática financeira, engenharia econômica, tomada de decisão, estratégia empresarial**. 7ª ed. São Paulo: Atlas, 2000.

CCEE, Câmara de Comercialização de Energia Elétrica. **A reestruturação do setor elétrico brasileiro**. Disponível em: <[www.aneel.org.br](http://www.aneel.org.br)>. Acesso em: 20 abril 2007.

CENTRO DA MEMÓRIA DA ELETRICIDADE NO BRASIL. **Energia elétrica no Brasil: breve histórico. 1880-2001**. Rio de Janeiro, 2001.

CENTRO DA MEMÓRIA DA ELETRICIDADE NO BRASIL. **A ELETROBRÁS e a história do setor de energia elétrica no Brasil & ciclo de palestras**. Rio de Janeiro, 1995.

CHIZZOTTI, Antônio. **Pesquisa em ciências humanas e sociais**. 5. ed. São Paulo: Cortez, 2001.

DIAS, Renato Feliciano. **Panorama do setor de energia elétrica no Brasil**. Rio de Janeiro: Centro da Memória da Eletricidade no Brasil, 1988.

ELETROBRÁS, Centro da Memória da Energia Elétrica. Disponível em: <[http://www.memoria.elektrobras.com/hist\\_regulamentacao.asp](http://www.memoria.elektrobras.com/hist_regulamentacao.asp)>. Acesso em 25 de setembro 2006.

ELETROBRÁS, **Diretrizes para estudos e projetos de pequenas centrais hidrelétricas**, 2000.

ELETROBRÁS/ ANEEL, **Instruções para estudos de viabilidade de aproveitamentos hidrelétricos**, 1977.

ELETROBRÁS/ ANEEL, **Diretrizes para elaboração de projeto básico de usinas hidrelétricas**, 1999.

GALESNE, Alain; LAMB, Robert. **Decisões de investimentos da empresa**. São Paulo: Atlas, 1999.

GITMAN, Lawrence J. **Princípios de administração financeira**. 7.ed. São Paulo: Harbra, 2002.

KASSAI, Jose Roberto. **Retorno de investimento: abordagem matemática e contábil do lucro empresarial : calculos financeiros, contabilidade**. 2. ed São Paulo: Atlas, 2000.

MATTAR, Fauze N. **Pesquisa de marketing**. São Paulo: Atlas, 2005.

MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA. Disponível em:<[www.mme.gov.br](http://www.mme.gov.br)>. Acesso em: 10 de novembro de 2006.

NOGUEIRA, Ana Carolina Casa Grande. **Política energética, sustentabilidade e direito: Licenciamento Ambiental de Usinas Hidrelétricas no Estado de Santa Catarina**. Dissertação de direito. UFSC, 2005.

REIS, Lineu Bélico dos. **Geração de energia elétrica**. 3. ed. São Paulo: Manole, 2003.

RICHARDSON, Roberto Jarry, et al. **Pesquisa social: métodos e técnicas**. 3. ed. São Paulo: Atlas, 1989.

ROSS, Stephen A; WESTERFIELD, Randolph; JAFFE, Jeffrey F. **Administração financeira**. São Paulo: Atlas, 1995.

SAMANEZ, Carlos Patrício. **Matemática financeira: aplicações a análise de investimentos**. 4. ed. São Paulo: Prentice Hall, 2006.

SANTANA, Edvaldo Alves de. **O planejamento da geração de energia elétrica através de uma metodologia de análises hierárquicas por similaridades com as restrições dos sistemas**. Tese de engenharia da produção. UFSC, 1994.

SOUZA, Alceu; CLEMENTE, Ademir. **Decisões financeiras e análise de investimentos: fundamentos, técnicas e aplicações**. 2.ed. São Paulo: Atlas, 1997.

TOMANIK, Eduardo A. **O olhar no espelho: “conversas” sobre pesquisa em ciências sociais**. Maringá: EDUEM, 1994.

VELLUTINI, Roberto. **Estruturas de Project Finance em projetos privados: Fundamentos e estudos de caso no Setor elétrico do Brasil**. 1.ed. Rio de Janeiro: Campus/Elsevier, 2006.

VERGARA, Sylvia M. **Projetos e relatórios de pesquisa em administração**. São Paulo: Atlas, 2003.

ZDANOWICZ, José Eduardo. **Fluxo de caixa: uma decisão de planejamento e controle financeiro**. 8. ed. Porto Alegre: Sagra Luzzatto, 2000.